

**DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y
TERMOELÉCTRICA USANDO PROGRAMACIÓN DINÁMICA**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y
TERMOELÉCTRICA USANDO PROGRAMACIÓN DINÁMICA**

**AUTOR:
PINZÓN MASACHE STANISLAO RONALDO**

**TUTOR:
CARLOS ANDRÉS BARRERA SINGAÑA**

Quito, julio 2020

Stanislao Ronaldo Pinzón Masache

DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TERMOELÉCTRICA USANDO PROGRAMACIÓN DINÁMICA

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Stanislao Ronaldo Pinzón Masache (Y'1996). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Técnico “San José” de la ciudad de Quito, donde obtuve el título de Bachiller Técnico Industrial en Instalaciones, Equipos y Máquinas Eléctricas. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el estudio de despacho económico de generación hidroeléctrica y termoeléctrica. spinzon@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Carlos Andrés Barrera Singaña (Y'1989). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en 2013. Además, cursó estudios de posgrado en la Universidad de Zaragoza, España, donde obtuvo el título en Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética con Especialidad en Sistemas Eléctricos. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana. cbarrera@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2020 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Carlos Andrés Barrera Singaña declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TERMOELÉCTRICA USANDO PROGRAMACIÓN DINÁMICA*” realizado por Stanislao Ronaldo Pinzón Masache, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., julio de 2020



.....

Carlos Andrés Barrera Singaña

C.C.: 0503503336

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Stanislao Ronaldo Pinzón Masache, con documento de identificación N.º 1725122558, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de titulación intitulado: “DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TERMOELÉCTRICA USANDO PROGRAMACIÓN DINÁMICA”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., julio de 2020



.....
Stanislao Ronaldo Pinzón Masache
C.C.: 1725122558

1. ÍNDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN.....	2
2	MARCO TEÓRICO	3
2.1	Despacho económico de generación	3
2.2	Despacho económico termoeléctrico (DET).....	4
2.2.1	DET simplificado-Métodos de solución.....	5
2.2.2	DET con pérdidas-Métodos de solución.....	6
2.3	Despacho económico hidroeléctrico (DEH)	7
2.4	Despacho económico hidro-térmico	8
3	PROGRAMACIÓN DINÁMICA COMO MÉTODO DE SOLUCIÓN DE DESPACHO HIDROTÉRMICO	10
4	IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE SOLUCIÓN EN MATLAB	12
4.1	Sistema de prueba	16
4.2	Escenarios de demanda	16
5	ANÁLISIS DE RESULTADOS	18
6	CONCLUSIONES.....	22
6.1	Trabajos futuros	22
7	REFERENCIAS	22
7.1	Matriz de Estado del Arte	25
7.2	Resumen de Indicadores	30

2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema eléctrico de potencia conformado por N unidades de generación dispuestas a fin de abastecer la demanda PD .	4
Figura 2. Sistema eléctrico conformado por N unidades de generación acopladas a un sistema de transmisión a fin de abastecer la demanda PD .	6
Figura 3. Algoritmo Lambda iterativo para la solución del DET con pérdidas.	7
Figura 4. Parámetros del sistema de generación hidroeléctrico.	8
Figura 5. Problema de optimización asociado a un conjunto de posibles decisiones.	10
Figura 6. Procedimiento de selección de trayectorias mediante PD.	11
Figura 7. Crecimiento del problema de despacho hidrotérmico con centrales hidroeléctricas acopladas.	14
Figura 8. Sistema eléctrico con generación termoeléctrica e hidroeléctrica.	16
Figura 9. Sistema eléctrico de potencia con generación termoeléctrica y centrales hidroeléctricas acopladas.	16
Figura 10. Primer escenario de demanda para un horizonte de 24 horas y 6 períodos de optimización.	17
Figura 11. Tercer escenario de demanda para un horizonte de 24 horas y 24 períodos de optimización.	17
Figura 12 Segundo escenario de demanda para un horizonte de 24 horas y 12 períodos de optimización.	17
Figura 13. Trayectorias y nodos aplicados al primer sistema de prueba aplicando el Algoritmo 1.	18
Figura 14. Gestión óptima del reservorio de la central hidroeléctrica para el primer escenario de demanda.	18
Figura 15. Aportes de generación del primer sistema de prueba bajo condiciones del primer escenario de demanda.	19

Figura 16. Flujo de descarga a través de la turbina y flujo neto natural.	19
Figura 17. Gestión óptima de reservorios para el sistema con hidroeléctricas acopladas para el primer escenario de demanda.	19
Figura 18. Aportes de generación del segundo sistema de prueba bajo condiciones del primer escenario de demanda.	19
Figura 19. Flujo de descarga y flujo natural neto en cada central hidroeléctrica.	20
Figura 20. Gestión óptima del reservorio para el segundo escenario de demanda con incremento del máximo de generación termoeléctrica.	20
Figura 21. Aportes de generación del segundo sistema de prueba bajo condiciones del primer escenario de demanda con incremento del máximo de generación termoeléctrica.	20
Figura 22. Gestión óptima del reservorio para el segundo escenario de demanda con incremento del máximo de generación hidroeléctrica.	20
Figura 23. Aportes de generación del segundo sistema de prueba bajo condiciones del primer escenario de demanda con incremento del máximo de generación hidroeléctrica.	21
Figura 24. Gestión óptima de reservorios para el sistema con hidroeléctricas acopladas para el tercer escenario de demanda.	21
Figura 25. Aportes de generación del segundo sistema de prueba bajo condiciones del tercer escenario de demanda con incremento del máximo de generación hidroeléctrica.	21
Figura 26. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	30
Figura 27. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.	30
Figura 28. Indicador de solución - Estado del arte	31

3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Variables y notación.....	12
Tabla 6. Matriz de estado del arte	25

DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TERMOELÉCTRICA USANDO PROGRAMACIÓN DINÁMICA

Resumen

La operación económica de sistemas eléctricos de potencia busca en términos generales, garantizar el suministro de energía eléctrica hacia los usuarios en tanto se implementan mecanismos a fin de minimizar los costos operativos del sistema eléctrico. Bajo este contexto, el despacho económico adquiere un rol fundamental, pues centra su búsqueda en estrategias de distribución óptima de aportes en el sistema de generación que permitan reducir significativamente los costos de producción. El presente documento aborda el uso del método de programación dinámica como estrategia de solución al problema de despacho económico de generación hidroeléctrica y termoeléctrica. Los algoritmos expresos en el documento son aplicados a dos sistemas eléctricos de potencia que combinan los tipos de generación antes mencionados. Uno de estos, incluye sistemas de generación hidroeléctrica de centrales con acople hidráulico; para cuyo caso, se emplean procesos iterativos para su solución. Los resultados encontrados aseguran una respuesta adecuada, en cuanto presentan valores acotados dentro de las restricciones técnicas y operativas especificadas. Por otra parte, el método de programación dinámica, por sus ventajas computacionales, ha permitido encontrar resultados delimitados de forma ágil.

Palabras Clave: Operación Económica, Despacho Económico de Generación, Despacho Económico Hidrotérmico, Programación Dinámica.

Abstract

Economic operation of electrical power systems seeks in general terms, to ensure the supply of electricity to users while mechanisms are implemented in order to minimize the operating costs of the electrical system. Under this context, the economic dispatch takes on a fundamental role, focusing its search on strategies for optimal distribution of contributions in the generation system that will significantly reduce production costs. This document addresses the use of the dynamic programming method as a strategy to solve the problem of economic dispatch of hydroelectric and thermoelectric generation. The express algorithms in the document are applied to two electrical power systems that combine the types of generation mentioned above. One of these includes hydroelectric generation systems of hydroelectric power plants with hydraulic coupling; for which case, iterative processes are used for its solution. The results found ensure an adequate response, as they present limited values within the specified technical and operational constraints. On the other hand, the dynamic programming method, due to its computational advantages, has allowed to find delimited results in an agile way.

Keywords: Economic Operation, Economic Dispatch, Hydrothermal Economic Dispatch, Dynamic Programming.

1 Introducción

La operación económica de sistemas eléctricos de potencia (SEP) vincula un amplio conjunto de mecanismos y acciones que buscan, entre otros apartados, garantizar el correcto suministro de energía eléctrica en tiempo, cantidad y lugares afines a los requerimientos del usuario. Todo esto, bajo índices de confiabilidad adecuados y con énfasis en garantizar el menor costo posible [1]–[3]. En este contexto, cabe remarcar la importancia de la esfera económica referida al sector eléctrico, en cuanto a su significativo impacto sobre los diversos sectores económicos y sociales; pues comúnmente, la escasa eficiencia de un determinado sistema eléctrico o la asignación inadecuada de recursos energéticos para suplir la demanda, pueden afectar de forma importante al campo empresarial, la producción, la inversión, el consumo, entre otros [4], [5]. Lo anterior justifica el estudio de métodos en torno a la operación económica de sistemas eléctricos de potencia, entre los que se halla el Despacho Económico (DE); el cual, en términos generales, adquiere un rol indispensable al propiciar la evaluación del balance entre costos operacionales y seguridad de la red eléctrica [6], [7].

El DE corresponde a un problema de optimización que vincula restricciones y una función objetivo, mismas que responden a características particulares asociadas a cada unidad de generación empleada para el abastecimiento de la demanda [8], [9]. En este sentido, dada la amplia variedad de tecnologías y formas de producción de energía eléctrica, los parámetros vinculados a la formulación del despacho económico varían en función del tipo de central de generación, siendo así que su concepción

comúnmente debe apearse y considerar aspectos particulares ligados a características específicas de los procedimientos inmersos en la generación, e incluso, la naturaleza del recurso primario.

De forma tradicional, el DE se centra en la programación de generadores termoelectrónicos. Para esto, las funciones de costo de combustible típicamente se asumen como funciones cuadráticas convexas [6], [10], por otra parte, las restricciones técnicas, responden a los límites operativos de las unidades de generación, balance de potencia y pérdidas en líneas de transmisión [7].

Aun cuando varias investigaciones, toman como base la formulación tradicional para el DE, introducen gran variedad de restricciones tales como límites en emisiones contaminantes [6], [11]–[13] múltiples opciones de combustible [6], desviaciones en pronósticos de demanda [4], límites en reservas [3], sistemas de almacenamiento de energía [14], entre otras. En su mayoría, dichas restricciones se enfocan a características exclusivas, que, de considerar la participación de otras tecnologías, comúnmente no son suficientes para modelar el comportamiento de las unidades de generación adicionales. Es el caso del problema de despacho de generación hidroeléctrica con participación de unidades termoelectrónicas, en donde, producto de la influencia de parámetros como caudales hídricos o volúmenes de reservorios, ajenos a las características de funcionamiento de las centrales termoelectrónicas, se vuelve imprescindible incluir en el problema de optimización dichos aspectos, de forma que el problema responda de manera adecuada en la asignación de potencias para suplir la demanda [15].

El presente documento aborda el problema de despacho económico de generación hidrotérmica. Para lo cual, se desarrollan algoritmos que responden al uso de programación dinámica (PD) como técnica de optimización. Esta metodología algorítmica, emplea mecanismos recurrentes formulados a partir de un conjunto de estados iniciales, donde cada solución parcial encontrada, se construye a partir de respuestas ubicadas anteriormente. El modelo de optimización considerado incluye restricciones de balance de potencia, límites de almacenamiento en reservorio, descarga hídrica total y límites de caudal. Los algoritmos empleados, permiten determinar los valores adecuados de generación, a fin de satisfacer totalmente la demanda sin infringir las restricciones consideradas sobre el problema. Adicionalmente, se obtienen métricas asociadas a las variaciones del volumen hídrico producto de cambios en los aportes de las centrales hidroeléctricas.

En adelante el artículo se ha estructurado de la siguiente manera: en la sección II se realiza una revisión en torno al despacho económico de generación, métodos de solución para el despacho termoeléctrico, despacho de generación hidroeléctrica y despacho hidrotérmico. En la sección III, se presenta el algoritmo de programación dinámica como método de solución de despacho hidrotérmico. En la sección IV se muestran los algoritmos propuestos para la resolución de los problemas de despacho hidrotérmico simple, y despacho de centrales hidroeléctricas acopladas. Además, se presentan los casos de estudio. En la sección V se realiza el análisis de resultados obtenidos para los casos de estudio. Finalmente, en la sección VI se establecen las conclusiones y futuros trabajos.

2 Marco teórico

2.1 Despacho económico de generación

El propósito general del DE yace en establecer las condiciones de operación de centrales de generación a fin de minimizar el costo total de producción eléctrica, mientras se mantiene la seguridad en el sistema al respetar límites operativos y sus requerimientos [16]–[18].

Como parte de la operación económica en sistemas eléctricos de potencia, el DE se puede clasificar en tres tipos; caracterizados según su horizonte de aplicación [19], [20]. El despacho económico a largo plazo, considera períodos de aplicación de orden anual, e involucra aspectos probabilísticos ligados a la hidrología o tasas de crecimiento de la demanda, así como la expansión del sistema eléctrico [21]. A mediano plazo, se realiza el despacho considerando planes de mantenimiento, manejo de embalses medianos, entre otros; todo, en un orden mensual. Finalmente, a corto plazo, el despacho se realiza en el horizonte diario hasta semanal; en este, la demanda se caracteriza por su baja incertidumbre y se busca determinar la operación de cada unidad en el tiempo [8], [21].

Desde la perspectiva netamente económica, el DE analiza los costos de cada unidad de generación y permite, como se ha mencionado, obtener como respuesta los aportes de potencia que cada unidad ha de producir a fin de cumplir la condición de despacho al menor costo, sin dejar de satisfacer la demanda. En este sentido, y dada la naturaleza del problema de optimización, es preciso abordar aspectos ligados a los costos por concepto de inyección de energía al sistema eléctrico de potencia. En general, estos rubros están constituidos por costos fijos

y costos variables. Los costos fijos reflejan valores independientes al nivel de producción eléctrica, como lo son seguros, servicios básicos, costos de arranque, entre otros [22]. Los costos variables en cambio, dependen del nivel de producción; así, en una central de generación termoeléctrica estos costos están asociados, por ejemplo, a los requerimientos de combustible [3].

2.2 Despacho económico termoeléctrico (DET)

El despacho económico de centrales termoeléctricas parte del análisis del modelo económico asociado al tipo de generación, el cual expresa el costo ligado a la cantidad de combustible a emplearse para abastecer una determinada potencia demandada [8]. Este modelo económico involucra una función de costos que se suele aproximar a una expresión cuadrática en función de la potencia generada [23]. Dicha función expresa el costo en unidades monetarias por hora que implica producir una cierta cantidad de potencia expresada en megavatios (MW). Esta función viene dada por (1).

$$F_i(P_{Gi}) = \gamma_i P_{Gi}^2 + \beta_i P_{Gi} + \alpha_i \quad (1)$$

De donde:

- F_i Función de costos asociada al i -ésimo generador.
- P_{Gi} Potencia generada por el i -ésimo generador.
- $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ Constantes de la función cuadrática de costos del i -ésimo generador.

La ecuación antes presentada, es una expresión típica comúnmente aplicable a centrales convencionales, no obstante, cabe mencionar que para generación no convencional y, principalmente, en centrales de tipo renovable, esta función

suele incluir expresiones que responden a factores como la incertidumbre en la producción eléctrica [23].

Ahora, conocida la función de costos, se considera un sistema compuesto por un conjunto de N unidades de generación conectadas a una barra común, a fin de abastecer una demanda P_D , como muestra la Figura 1.

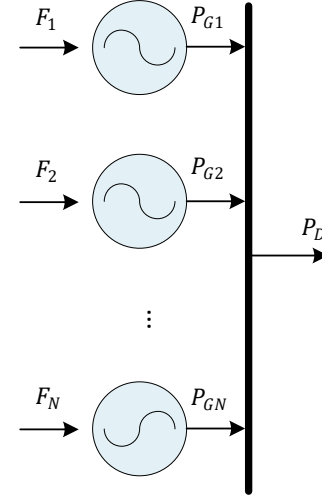


Figura 1. Sistema eléctrico de potencia conformado por N unidades de generación dispuestas a fin de abastecer la demanda P_D .

El parámetro de entrada en cada unidad de generación se asocia a la función de costos de cada generador. La salida en cambio es la potencia generada por cada unidad. De forma que el costo total del sistema F_T se expresa como la suma de los costos individuales de cada generador. Es decir, la expresión mostrada en (2).

$$F_T = F_1 + F_2 + \dots + F_N \quad (2)$$

Ahora bien, como el propósito del DE surge en minimizar los costos totales de generación, la función objetivo asociada al problema viene dada por (3).

$$\min F_T(P_{G1}, \dots, P_{GN}) = \sum_{i=1}^N F_i(P_{Gi}) \quad (3)$$

Tras formular la función objetivo, resulta imprescindible definir las restricciones a las que está sujeto el problema. El modelo clásico introduce dos restricciones fundamentales: balance de potencias y límites de generación. Sin embargo, el problema de optimización puede no limitarse a estas, e incluso, las mismas pueden variar en función del tipo de DET, que de forma genérica se divide en dos: DET simplificado y DET con pérdidas.

2.2.1 DET simplificado - Métodos de solución

La principal característica del DET simplificado radica en la ausencia de pérdidas en el modelo matemático, es decir, las pérdidas en el sistema de transmisión se desprecian o también, la generación se ubica junto a la carga. De modo que, bajo la misma función objetivo, la restricción de balance de potencias es (4), mientras la de límites de generación (5).

$$\sum_{i=1}^N P_{Gi} = P_D \quad (4)$$

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (5)$$

A fin de dar solución al problema de optimización, es posible emplear varios métodos. Uno de los más frecuentes involucra la función de Lagrange \mathcal{L} que, al aplicarse al modelo permite obtener la siguiente expresión (6).

$$\mathcal{L} = F_T + \lambda \left(P_D - \sum_{i=1}^N P_{Gi} \right) \quad (6)$$

Para encontrar el óptimo al problema es preciso obtener la derivada parcial de la función de Lagrange para cada una de las variables independientes, e igualar la

expresión resultante a cero, tal como lo muestra la ecuación (7).

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{Gi}} = \frac{dF_i(P_{Gi})}{dP_{Gi}} - \lambda = 0 \quad (7)$$

Al despejar el operador de Lagrange se obtiene la ecuación (8). Esta expresión corresponde al costo incremental, que se entiende como el monto adicional, expresado en unidades monetarias por hora, que supone el aumento de la potencia a la salida del generador.

$$\frac{dF_i}{dP_{Gi}} = \lambda \quad (8)$$

Aplicada a la ecuación función (1), el costo incremental es (9):

$$\frac{dF_i}{dP_{Gi}} = 2\gamma_i P_{Gi} + \beta_i = \lambda \quad (9)$$

Esta ecuación cumple con uno de los criterios básicos para una operación económica óptima, pues involucra la operación de cada unidad a un mismo costo incremental. Ahora bien, hasta el momento, se dispone de N número de ecuaciones y $N + 1$ número de variables. Para formular el sistema de ecuaciones, se incluye una expresión adicional, la cual corresponde al balance de potencias. En (10) y (11) se muestran las ecuaciones que conforman el sistema.

$$2\gamma_i P_{Gi} + \beta_i - \lambda = 0 \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^N P_{Gi} = P_D \quad (11)$$

Tras resolver el sistema de ecuaciones, se obtienen los valores de potencia que

cada uno de los generadores deben aportar, así como el costo incremental del sistema. Finalmente, para incluir los límites de potencia de las unidades de generación, se evalúa en primera instancia si las respuestas obtenidas están dentro de los límites restrictivos; de no ser el caso, aquellas unidades que infrinjan las restricciones pasan a generar en uno de sus límites, según sea el caso. Aquella unidad que pase a operar en alguno de sus límites tiene una potencia fija definida, por lo que su ecuación asociada, es retirada del sistema de ecuaciones, y en la ecuación de balance de potencia, se resta de la demanda la potencia de la unidad. Posteriormente, se procede bajo la misma metodología antes descrita y se evalúa el cumplimiento de las restricciones.

2.2.2 DET con pérdidas-Métodos de solución

Como se ha descrito, el DET simplificado se modela bajo el criterio de ausencia de pérdidas, de forma que la generación debe cubrir la demanda sin más y se puede asumir que se encuentra junto a la carga. Ahora, si esto último no es aplicable al sistema eléctrico bajo análisis, como es el caso del mostrado en la Figura 2, se debe considerar el DET con pérdidas. El cual varía en torno a la restricción de balance de potencia, pues el criterio de optimización involucra el parámetro de pérdidas en el sistema de transmisión.

Entonces, en el DET con pérdidas, la generación debe cubrir la potencia de carga P_D y las pérdidas de potencia en el sistema de transmisión P_L . En cuanto a la función objetivo y la restricción de límites de generación, estas se mantienen. Siendo así, la restricción de balance se expresa de la siguiente forma (12):

$$\sum_{i=1}^N P_{Gi} = P_D + P_L \quad (12)$$

De aplicar nuevamente la función de Lagrange al modelo resultante, se obtiene la ecuación (13) que, como se puede apreciar, difiere del DET simplificado en cuanto considera el parámetro de pérdidas.

$$\mathcal{L} = F_T + \lambda \left(P_D + P_L - \sum_{i=1}^N P_{Gi} \right) \quad (13)$$

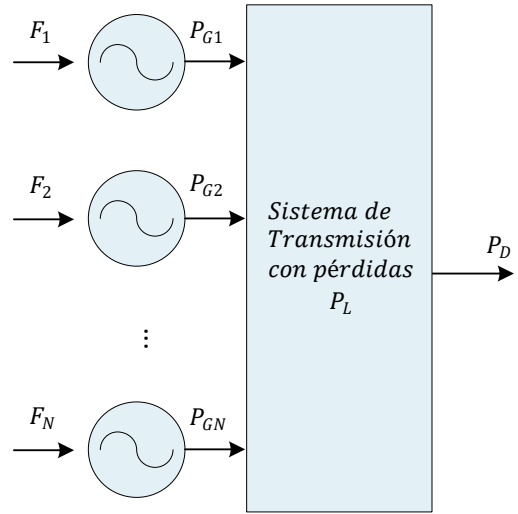


Figura 2. Sistema eléctrico conformado por N unidades de generación acopladas a un sistema de transmisión a fin de abastecer la demanda P_D .

Al proceder de igual forma, mediante la obtención de la derivada parcial de la función (13) para cada variable independiente, e igualando la expresión resultante a cero, se obtiene la ecuación (14):

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{Gi}} = \frac{dF_i}{dP_{Gi}} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} \right) = 0 \quad (14)$$

Esta última ecuación incluye el término conocido como pérdidas incrementales, expresado mediante la derivada parcial de la función pérdidas respecto a la potencia de generación. Ahora bien, la ecuación de pérdidas comúnmente incluye la variable potencia

de cada uno de los generadores que participan en el abastecimiento de la demanda. Este hecho dificulta el cálculo del despacho óptimo y hace necesario el uso de otro tipo de estrategias. Entre una de ellas figura el método Lambda Iterativo, cuyo procedimiento se ilustra en la Figura 3.

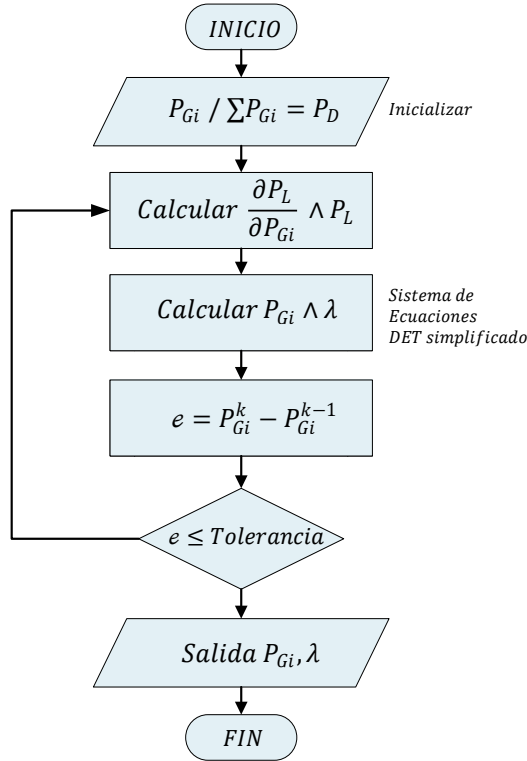


Figura 3. Algoritmo Lambda iterativo para la solución del DET con pérdidas.

En el algoritmo mostrado cabe acotar que el método requiere inicializar los valores de potencia generada, con los cuales se procede a calcular tanto pérdidas incrementales como las totales; ya con estos datos como constantes, se establece el sistema de ecuaciones reemplazando dichos valores en la ecuación (14), junto con la ecuación de balance de potencia. Tras definir el despacho económico y de ser necesario conocer las pérdidas del sistema, basta reemplazar los aportes de cada generador en la función de pérdidas.

2.3 Despacho económico hidroeléctrico (DEH)

El DEH implementa acciones que buscan distribuir la potencia generada por la unidad hidroeléctrica a fin de lograr un consumo mínimo total de agua y reducir gastos en el próximo período de despacho [24]. En contraste a los sistemas totalmente termoeléctricos, la operación económica de centrales hidroeléctricas usualmente resulta más compleja. Primordialmente, debido a diferencias entre cada sistema hidroeléctrico producto de aspectos naturales, como cuencas hidrográficas o sistemas fluviales, así como aspectos constructivos como por ejemplo, en los elementos empleados para el almacenamiento y liberación de agua durante el control del flujo hídrico [25].

Así también, la operación económica de sistemas hidroeléctricos involucra el análisis de diversos parámetros, como lo son la eficiencia en turbinas, eficiencia del generador, caudales, densidad del recurso hídrico, entre otros [26], [27]. Varios de los parámetros citados, forman parte de la expresión comúnmente empleada para el cálculo de la potencia generada por una unidad hidroeléctrica, la cual se muestra en (15).

$$P_H = g \cdot p \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot h \quad (15)$$

De donde:

- P_H Potencia generada por la unidad hidroeléctrica en MW.
- g Aceleración gravitacional en m/s^2 .
- η_t Eficiencia de la turbina.
- η_g Eficiencia del generador.
- h Salto hidráulico neto en m.

Ahora bien, es importante considerar que no son comunes los sistemas totalmente hidroeléctricos, pues se evidencia en la mayor parte de sistemas

eléctricos de potencia una amplia participación de sistemas de generación termoeléctrica [25]. Por ello, el problema de despacho económico usualmente combina la operación económica de ambas tecnologías.

2.4 Despacho económico hidro-térmico

El despacho económico hidrotérmico considera la participación de generación termoeléctrica e hidroeléctrica. A partir de estas, y en función a diversos parámetros como capacidad o costos, se definen los aportes de cada unidad en cada período de despacho, minimizando el costo operativo total a lo largo del horizonte de optimización [28].

Por otra parte, debido a la necesidad de satisfacer requerimientos independientes de cada sistema, el problema de despacho económico de generación adquiere cierta complejidad, pues adicionalmente, se convierte en un problema de naturaleza dinámica, ya que una decisión operativa actual afecta cada decisión futura [28]. De forma que es necesario un acople temporal ligado a las decisiones de aportes desde las centrales hidroeléctricas a fin de garantizar un correcto manejo de reservorios [25], [28].

También, es importante mencionar que la operación económica de sistemas hidrotérmicos puede abordarse mediante el despacho económico con base en la búsqueda del costo mínimo asociado al sistema termoeléctrico [25]. De esta forma, la gestión de reservorios en centrales hidroeléctricas se convierte en un factor clave al incidir en el reparto de potencias en el sistema y, por ende, en costos. En consecuencia, la formulación matemática para el problema adopta generalidades asociadas al despacho termoeléctrico tradicional, que, adicionalmente, debe incluir parámetros a fin de dotar al sistema de la naturaleza

dinámica antes mencionada, con lo que se consigue reducir los costos para todo el horizonte de optimización fijado. La componente hidroeléctrica, por otra parte, se refleja en las diferentes restricciones introducidas en el modelo.

Dicho lo anterior, a fin de introducir el modelo matemático asociado al problema de despacho económico hidrotérmico, se empieza asumiendo un sistema eléctrico conformado por al menos una central hidroeléctrica, esta, al no poseer suficiente capacidad para abastecer en su totalidad a la demanda, recurre a sistemas de generación termoeléctrica. La función objetivo del modelo es (16):

$$\min F_T = \sum_{j=1}^{j_{max}} n_j F_j \quad (16)$$

De donde:

- j Período de optimización
- F_j Función de costos al período j de la unidad termoeléctrica.
- n_j Horas en el período j .

Como se puede apreciar y en concordancia con lo mencionado, la función objetivo solamente involucra el parámetro costos por producción en unidades termoeléctricas. Ahora bien, para introducir las restricciones asociadas al despacho de unidades hidroeléctricas, se empieza por precisar diversos términos empleados en las mismas, los cuales se ilustran en la Figura 4.

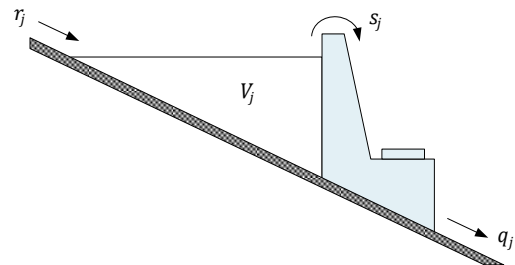


Figura 4. Parámetros del sistema de generación hidroeléctrico

De donde:

- r_j Tasa de afluencia neta.
- V_j Volumen al final del período j .
- s_j Derrame en el período j .
- q_j Caudal a través de la turbina en j .

Tras ilustrar los parámetros anteriores, las restricciones del modelo responden a las siguientes expresiones. De donde la ecuación descrita en (17), representa la restricción de caudal hídrico total, mientras que (18), se asocia al balance de potencia del sistema eléctrico.

$$\sum_{j=1}^{j_{max}} n_j q_j = q_T \quad (17)$$

$$P_{Dj} - P_{Hj} - P_{Tj} = 0 \quad (18)$$

Las expresiones (19) y (20) hacen mención al volumen hídrico inicial y final almacenado en el reservorio de la central hidroeléctrica, respectivamente. En (21) se representan límites de caudal a través de turbinas, mientras (22) se asocia al volumen al final del período j .

$$V_j|_{j=0} = V_i \quad (19)$$

$$V_j|_{j=j_{max}} = V_f \quad (20)$$

$$q_{min} \leq q_j \leq q_{max} \quad (21)$$

$$V_j = V_{j-1} + n_j(r_j - q_j - s_j) \quad (22)$$

Finalmente, las expresiones mostradas en (23) y (24) representan restricciones de límites de generación.

$$P_T^{min} \leq P_T \leq P_T^{max} \quad (23)$$

$$P_H^{min} \leq P_H \leq P_H^{max} \quad (24)$$

De donde:

- P_{Tj} Potencia termoeléctrica durante el período j .
- P_{Hj} Potencia hidroeléctrica durante el período j .
- V_i Volumen inicial.
- V_f Volumen final.

Ahora bien, la ecuación (22) representa además la variación del volumen en el reservorio, y como se puede apreciar, permite el cálculo del volumen al final del período en base al volumen al inicio del mismo, Ahora, si dicha ecuación se expresa en términos de q_j , y se asume que el derrame de recurso hídrico no es permitido [25]. Es decir, $s_j = 0$; entonces, se obtiene la expresión mostrada en (25).

$$q_j = \frac{(V_{j-1} - V_j)}{n_j} + r_j \quad (25)$$

Dado que el aporte de potencia de la unidad hidroeléctrica depende en gran media del manejo de reservorios y caudales a través de turbinas, esta última ecuación está asociada a la potencia generada por la unidad. Ante esto, q_j no puede adquirir valores negativos y frente a valores nulos, la potencia de generación en la unidad debe fijarse en cero.

Por otra parte, a la hora de incluir centrales hidroeléctricas acopladas hidráulicamente, se debe considerar modificaciones en las restricciones. De este modo, la restricción de volumen de la hidroeléctrica superior al final del período j es (26), mientras el volumen en la hidroeléctrica inferior al final del período j es (27). De esta última, se puede rescatar la relación existente entre caudales de descarga a través de las turbinas de las centrales acopladas. Siendo que el caudal de la hidroeléctrica superior, influye en el volumen de la central hidroeléctrica inferior [8], [25].

$$V_{1j} = V_{1j-1} + r_{1j} - q_{1j} \quad (26)$$

$$V_{2j} = V_{2j-1} + q_{1j} - q_{2j} \quad (27)$$

En cambio, la restricción de balance de potencia varía a la expresión mostrada en (28), la cual incluye los aportes de potencia en función del caudal de descarga de cada central hidroeléctrica acoplada.

$$P_{H_1}(q_{1j}) + P_{H_2}(q_{2j}) + P_T - P_D = 0 \quad (28)$$

Bajo las restricciones incluidas, el modelo responde a un problema de optimización conocido como despacho económico de generación hidrotérmica de hidroeléctricas acopladas, múltiples centrales hidroeléctricas [21], [25], [29].

3 Programación dinámica como método de solución de despacho hidrotérmico

La programación dinámica (PD) se caracteriza por su naturaleza metódica, pues consiste en un procedimiento sistemático que facilita la evaluación de un amplio conjunto de posibles decisiones derivadas de un problema global, el cual se aborda de forma secuencial [30]. Es así como al descomponer por etapas el problema de optimización, se logra definir un subconjunto de posibles decisiones asociadas a cada paso del problema secuencial. De esta forma, en cada subconjunto de posibles decisiones se debe seleccionar una sola, la cual, se debe ajustar a los requerimientos del problema. La selección de está única decisión en cada etapa, responde al uso de enlaces entre subconjuntos mediante cálculos recursivos, los cuales, además de asegurar reducir tiempos de ejecución,

buscan establecer una relación óptima factible a todo el problema [30], [31].

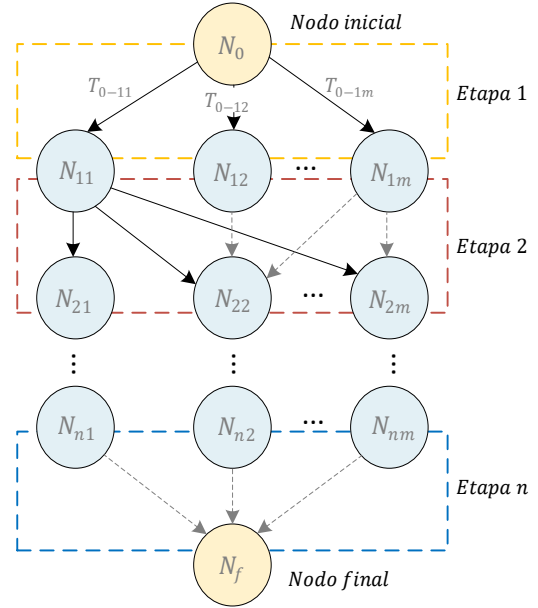


Figura 5. Problema de optimización asociado a un conjunto de posibles decisiones.

Por la naturaleza del problema asociado al despacho económico de generación hidrotérmica, es posible adaptar la metodología contemplada por el método de PD para su solución. Sin embargo, previo a la discusión de los mecanismos de adaptación, se empieza por ilustrar el proceso básico de solución de un problema de optimización mediante PD. Para ello, en la Figura 5 se muestra un esquema asociado a un problema de optimización, el cual vincula un conjunto de posibles decisiones desde las que se debe definir la solución óptima que satisfaga distintos requerimientos. En dicha figura, se exponen algunos de los elementos involucrados en el problema, los cuales son: nodos, condiciones iniciales y finales, etapas y trayectorias. Estas últimas, representadas en la figura mediante flechas entre dos nodos, establecen las posibles decisiones a ser evaluadas. Las etapas, por su parte, figuran la división del problema en

subconjuntos compuestos por posibles decisiones.

El esquema expuesto puede adaptarse a problemas de diversa índole, entre los cuales figuran aquellos que involucran minimización de costos. En estos, cada trayectoria puede asociarse al parámetro costo, o a su vez, a variables de trascendencia económica. Entonces, de ser el caso, la solución al problema de optimización implicaría definir la ruta que garantice un mínimo costo. Lo cual se logra tras identificar aquellas trayectorias que en cada etapa del problema y, tras considerar aquellas decisiones previas, garantizan un mínimo costo.

En lo que refiere a la selección de trayectorias por cada etapa del problema, se ha mencionado acerca de la elección de un conjunto de trayectorias, en lugar de una sola en cada tramo. Esto es, dado que en cada sección del problema se eligen tantas trayectorias como nodos finales correspondientes a la etapa evaluada existan. A manera de ejemplo, la Figura 6 ilustra el procedimiento de selección de trayectorias.

Como se puede apreciar en la figura, en la primera etapa se han seleccionado tres trayectorias. Debido a la ausencia de etapas previas, no existe influencia alguna de costos anteriores, esto, sumado a que las trayectorias en dicha etapa son las únicas existentes, da lugar a que estas trayectorias sean elegidas. Para la siguiente etapa en cambio, al existir secciones previas, cada trayectoria se ve influenciada por las distintas decisiones precedentes, según sea el caso. En consecuencia, es necesario definir la relación de las trayectorias en la etapa actual respecto a los costos previos. Para ello, se inicia por identificar todos los nodos finales asociados a la sección, es decir los nodos D, E y F, así como las trayectorias vinculadas a cada uno de estos. De este modo, por ejemplo, para el

caso del nodo D, al existir una única trayectoria dirigida al nodo, dicho tramo es seleccionado y, por consiguiente, el costo del tramo previo (N_0 -A) es incluido al trayecto elegido. Para el nodo E, existen dos posibles trayectos, de estos, se ha elegido el de menor costo, el cual parte del nodo C, por lo tanto, el costo del tramo ligado a estos nodos es sumado al del tramo anterior. Del mismo modo, se aborda el resto de posibles decisiones en cada etapa, lo cual permite descartar aquellos tramos que no aseguran un mínimo costo. Así pues, al finalizar el proceso en cada una de las secciones, se puede encontrar la ruta completa que garantice el cumplimiento de los requerimientos del problema.

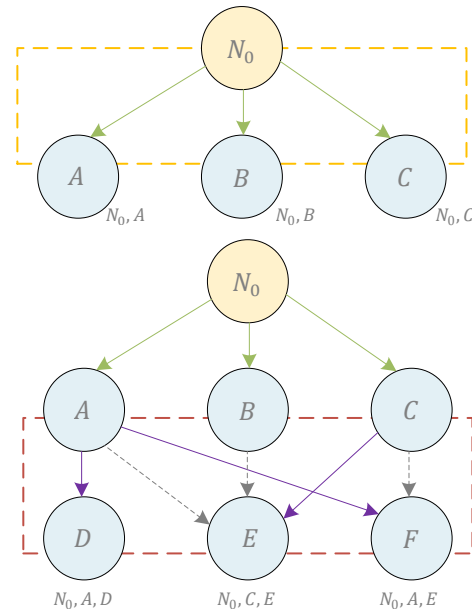


Figura 6. Procedimiento de selección de trayectorias mediante PD.

Bajo el mismo procedimiento, es entonces posible abordar el problema de despacho económico de generación hidrotérmica, sin embargo, existen varios aspectos a considerar. Para comenzar, cada uno de los nodos está asociado al volumen del reservorio de la central hidroeléctrica, con valores dentro de los límites impuestos y, en contraste al

ejemplo expuesto anteriormente, cada trayectoria representa el caudal de descarga a través de la turbina producto de la variación de volúmenes y no así, representa costos.

Si bien, este cambio puede aparentar un distanciamiento considerable respecto al objetivo central del despacho económico, no es así. De hecho, cada variación de volumen asocia una potencia de generación distinta y tras definir el aporte de potencia de la central hidroeléctrica producto de dicha acción, es posible encontrar el aporte de generación termoeléctrica necesario a fin de satisfacer la demanda. Ahora bien, con esta información y, trayendo a colación lo mencionado en la Sección 2.4, en donde se manifiesta la posibilidad de resolver el despacho económico hidrotérmico mediante la búsqueda del costo mínimo asociado al sistema termoelectrico, se puede entonces definir un costo debido al aporte termoelectrico requerido, el cual está vinculado al trayecto que produce dicho costo. Así pues, al controlar el volumen del recurso en reservorios, se puede influir en el costo del sistema. Y tras establecer una correcta gestión de estos, se logra reducir los costos asociados a la generación.

4 Implementación del método de solución en Matlab

Los algoritmos propuestos en el presente artículo han sido desarrollados sobre el software MATLAB R2018b. En la Tabla 1 se muestra la nomenclatura empleada.

El Algoritmo 1 refleja la metodología adoptada para efectos de resolver el problema de despacho económico hidrotérmico. Para empezar, se requiere del detalle de los parámetros asociados a las restricciones del problema de

despacho, así como de las expresiones características de las unidades de generación, como son la función de costos y de tasa de uso del recurso hídrico. Una vez precisados dichos elementos, se procede a definir la duración de los períodos de optimización en función del horizonte planteado. A la vez, se obtiene también la cantidad de períodos de optimización, los cuales coinciden con la dimensión del vector de demanda.

Tabla 1. Variables y notación.

Nomenclatura	
V	Volumen de almacenamiento de recurso hídrico en central hidroeléctrica.
v_i, v_j	Volumen inicial y final por período.
v_p	Variación de volumen entre períodos.
r_j	Flujo neto durante el período j .
P_H	Aporte de potencia hidroeléctrica
P_T	Aporte de potencia termoeléctrica.
P_D	Vector de Potencia de carga.
F	Función de costos de termoelectrica.
N	Estructura nodos.
n_i, n_j	Nodos de partida y fin de etapa.
q_j	Flujo de descarga durante j .
ψ	Matriz de conectividad.
k	Horizonte de optimización en horas.
ϖ	Costo individual de trayectoria.
ρ	Duración del período de optimización.

Ahora bien, para la identificación de nodos y trayectorias a fin de establecer aquellos que conforman el conjunto de posibles decisiones, se procede a realizar una primera aproximación que involucra el uso de los límites de volumen de almacenamiento y su variación. El resultado de dicha aproximación es un conjunto de nodos ubicados en valores que van desde el límite mínimo de volumen, hasta el máximo, en pasos definidos por la variación de volumen establecida (v_p). Para mejorar dicha aproximación, se procede a calcular el flujo de descarga en función de la variación de volúmenes en cada período, esto, a fin de verificar si existen ciertos nodos que pese a estar acotados dentro de los límites de capacidad del reservorio,

infringen las restricciones de caudal de descarga.

Algoritmo 1. Despacho económico de generación hidrotérmica mediante PD.

Paso 1: *Ingreso de datos*
 $V_i, V_f, V_{min}, V_{max}, v_p, r_j, P_H^{min}, P_H^{max}, P_D,$
 q_{max}, q_{min}, k, F

Paso 2: *Identificar nodos y trayectorias*
 $\rho = k / \text{length}(P_D)$
 $\tau = \text{length}(P_D)$
Para $i = 1$ **Hasta** $(\tau - 1)$ **Hacer**
 $N.s_{(i)} = V_{min} : v_p : V_{max}$
Fin Para
 $N.s_0 = V_i$
 $N.s_{(\rho)} = V_f$
Para $j = 1$ **Hasta** τ **Hacer**
 $v_i = N.s_{(j-1)}$
 $v_j = N.s_{(j)}$
 $q_j = (v_i - v_j) / \rho + r_j \quad \forall \text{ Pos. Traye.}$
Si $q_j > q_{max} \vee q_j < q_{min}$ **Entonces**
 $v_j \rightarrow \text{Descartar nodo } v_j$
Caso Contrario
 $\psi(n_i, n_j) = 1$
Fin Si
Fin Para

Paso 3: *Cálculo de costos en trayectorias*
Para $i = 1$ **Hasta** $\text{length}(\psi(:, 1))$
Para $j = 1$ **Hasta** $\text{length}(\psi(1, :))$
Si $\psi(i, j) = 1$ **Entonces**
 $q_j = (v_i - v_j) / \rho + r_j$
 $P_H \rightarrow \text{Despejar y calc. } P_H$
 $P_H(P_H < 0) = 0$
 $P_T = P_D - P_H$
 $\varpi \rightarrow \text{Reemplazar } P_T \text{ en } F$
 $C \rightarrow \text{Almacenar } \varpi \text{ en estruct.}$
Fin Si
Fin Para

Paso 4: *Programación Recursiva*
Para $i = 2$ **Hasta** τ **Hacer**
 $Xi_{ax} = N.s_{(i-1)}$
 $Xj_{ax} = N.s_{(i)}$
 $C_{etapa} = C.s_{(i)}$
 $C_{ant} = C.s_{(i-1)}$
 $M_{Dta} = []$
Para $j = 1$ **Hasta** $\text{length}(Xi_{ax})$
Para $k = 1$ **Hasta** $\text{length}(Xj_{ax})$
Si $\varpi(Xi_{ax}(j), Xi_{ax}(k)) = 1$
 $M_{Dta} = [M_{Dta}; C_{ant} + C_{etapa}]$
Fin Si
 $\min(M_{Dta})$
Fin Para
Fin Para
Fin Para

Entretanto se descartan volúmenes, el procedimiento permite construir además una matriz de conectividad cuyo propósito yace en localizar aquellas combinaciones de nodos cuyas trayectorias garantizan el cumplimiento de los límites restrictivos. De esta forma a la vez, se obtienen también las trayectorias para la gestión del volumen del reservorio. Una vez establecidas las trayectorias mediante la matriz de conectividad, dicho arreglo es empleado a fin de determinar los costos producto de la variación de volúmenes en cada trayectoria. Para ello, se empieza por realizar el cálculo del valor de caudal de descarga entre pares de nodos por cada etapa, dicho valor permite encontrar el aporte de potencia mediante la función de tasa de uso de agua, la cual se encuentra expresada como función de la potencia hidroeléctrica generada, por lo que debe ser despejada. Mientras tanto, la potencia termoeléctrica es el valor remanente necesario a fin de abastecer la potencia demandada en su totalidad. De esta forma, el cálculo de costo en cada trayectoria se puede efectuar haciendo uso de la función de costos de la central termoeléctrica.

Finalmente, el algoritmo realiza la evaluación de costos mínimos en cada sección del problema. Para ello se calcula los costos de cada trayectoria en función de los costos de la etapa anterior asociada, según corresponda. Los costos sobre las trayectorias vinculadas al volumen inicial del reservorio, por ejemplo, no se ven afectadas por costos anteriores, pero si afectan a los asociados a la siguiente etapa. Entonces, para dicha segunda etapa a cada trayectoria se suma el costo de la trayectoria primera, siempre y cuando el nodo inicial de la etapa actual corresponda al nodo final de la anterior etapa.

Tras llevar a cabo el procedimiento mencionado, cada volumen final en una

etapa dispone de un determinado número de costos, cuya cantidad coincide con el número de nodos finales de la etapa anterior o iniciales de la actual. De entre estos valores, se procede a definir el mínimo, al tiempo que el resto de las trayectorias se descartan. Luego de ejecutar este proceso sobre cada período, se puede definir a manera de recorrido la forma en la que el volumen del reservorio ha de ser gestionado, a fin de alcanzar un costo mínimo sobre el sistema de generación termoeléctrica.

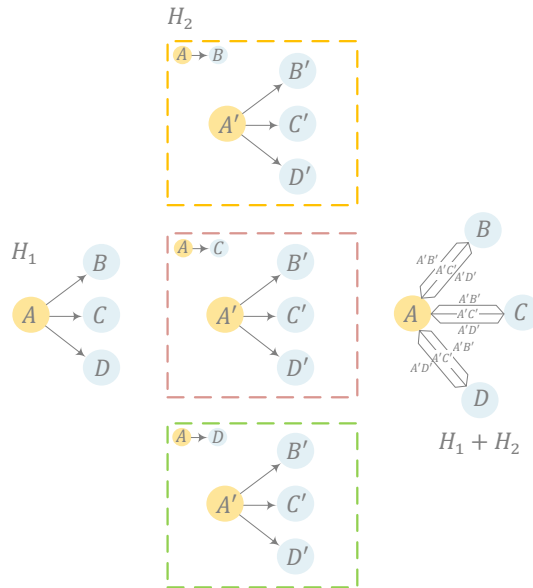


Figura 7. Crecimiento del problema de despacho hidrotérmico con centrales hidroeléctricas acopladas.

Para el caso del despacho hidrotérmico con acople hidráulico de centrales hidroeléctricas, se han introducido en el algoritmo cambios que hacen del método un procedimiento iterativo. La dificultad en la resolución del problema yace en el crecimiento de las posibles decisiones producto de la dependencia entre centrales. La Figura 7 ilustra lo expuesto. Las trayectorias mostradas en dicha representación corresponden a posibles cambios de volumen en dos centrales hidroeléctricas acopladas. Al existir un acople hidráulico el cambio de volumen

en la hidroeléctrica superior afecta a los cambios experimentados en la segunda, debido principalmente, al parámetro de flujo de descarga a través de turbinas de la primera central, magnitud que pasa a ser el flujo natural, denotado anteriormente como r_j , de la segunda central.

Ambas hidroeléctricas representadas comparten tres trayectorias cada una, sin embargo, las trayectorias asociadas a la segunda hidroeléctrica dependen del flujo a través de la turbina de la primera central. Por tanto, y como se aprecia en la figura, para cada trayectoria de la central superior corresponden tres trayectorias de la primera etapa de la central inferior. A razón de dicha relación de dependencia, el problema de optimización experimenta un crecimiento de carácter polinómico de aproximadamente x^2 por etapa, esto, para un sistema de dos centrales acopladas. En donde x es el número de trayectorias en una etapa específica de la hidroeléctrica superior. Ahora, si se considerase un sistema con más de dos hidroeléctricas el crecimiento sería de x^m ; siendo m el número de centrales hidroeléctricas dispuestas en cascada. Para contextualizar este crecimiento, si se acoplasen tres hidroeléctricas cuya central superior constara de doce trayectorias en la primera etapa, en conjunto, las centrales darían lugar a mil setecientos veintiocho posibles decisiones; tan solo en dicha primera sección del problema. A lo anterior cabe añadir que, tanto en la primera como en la última etapa es donde usualmente existen menos trayectorias.

Bajo los antecedentes expuestos, los nuevos requerimientos para hacer frente a la variante de despacho económico hidrotérmico hacen necesaria la adopción de estrategias que reúnan mecanismos a fin de permitir la selección de aquellas posibles decisiones que supongan el mínimo costo entre pares de nodos, a la

vez que eviten recaer en resultados incongruentes, como la asignación de cambios de volumen sin relación de continuidad, aportes de potencia por encima de la potencia demandada o viceversa, entre otros.

Algoritmo 2. Despacho económico de generación hidrotérmica con centrales hidroeléctricas acopladas basado en PD

Paso 1: *Ingreso de datos*
 $V_i, V_f, V_{min}, V_{max}, v_p, r_j, P_H^{min}, P_H^{max}, P_D,$
 $q_{max}, q_{min}, k, F, m$

Paso 2: *DE Hidrotérmico m – ésima central*
 $P_H = funDHT \rightarrow Hidro_m$

Paso 3: *Procedimiento Iterativo*
 $\xi = 0$
 $P_{aux} = zeros(m, \tau)$
 $P_{aux}(m, :) = P_H$
 $i = 0$
Mientras $\xi = 0$ **Hacer**
 $r_{jx} = r_j$
 $M_{indicador} = []$
Para $j = 1$ **Hasta** m **Hacer**
 $P_{aux}(j, :) = 0$
 $[r_j, P_H] = funDHT \rightarrow Hidro_j$
 \hookrightarrow Resolver el DE para:
 $r_j = r_{jx}$
 $P_D = P_D - sum(P_{aux})$
 $P_{aux}(j, :) = P_H$
 $M_{indicador} = [M_{indicador}; P_H]$
Fin Para
 $P_T = P_H - sum(M_{indicador})$
 $V_{costos(j)} \rightarrow Reemplazar P_T en F$
Si $i \neq 0$ **Entonces**
 $error = V_{costos(j)} - V_{costos(j-1)}$
Si $error \approx 0$ **Entonces**
 $\xi = 1$
Almacenar Trayectoria
Fin Si
Fin Si
 $i = i + 1$
Fin Mientras

A continuación, en el Algoritmo 2 se presentan los recursos implementados a fin de resolver el problema de despacho económico hidrotérmico con acople hidráulico de centrales hidroeléctricas. El proceso iterativo como tal, hace uso de forma recurrente del procedimiento presentado en el Algoritmo 1, por lo que, en adelante, se hace referencia al mismo bajo la designación *funDHT*. Y en este

sentido, cabe aclarar que los parámetros de ingreso para dicho procedimiento son los especificados en el primer paso del Algoritmo 2, salvo modificaciones expresas en parámetros específicos.

En el marco de las observaciones anteriores, el primer paso del algoritmo es entonces el ingreso de datos. Posterior a ello, se efectúa el despacho económico de la última central, o central inferior, asumiendo para ello un flujo hídrico neto constante e igual al ingresado como dato del problema; es decir, el valor de r_j de la hidroeléctrica superior. La información obtenida mediante el DE, establece los parámetros iniciales para llevar a cabo el procedimiento iterativo, correspondiente al paso 3. En este apartado, se inicia por asignar a una variable auxiliar la potencia definida mediante el DE en el paso anterior. Dicha variable complementaria, almacena la potencia de cada una de las centrales hidroeléctricas a fin de permitir realizar el despacho de manera individual, pero considerando en la demanda, los aportes del resto de centrales que hayan sido encontrados previamente.

A continuación, un bucle mientras permite efectuar las acciones iterativas hasta que la solución converja. Mientras tanto, un segundo lazo se encarga de repetir el procedimiento de despacho para cada una de las unidades de generación acopladas. Esta vez, se respetan los flujos netos naturales de cada central. Además, las hidroeléctricas dispuestas a continuación de la central superior pasan de tener un flujo natural constante, a uno variable, producto del efecto sobre el flujo de descarga de la gestión de reservorios entre centrales.

Para finalizar, el algoritmo realiza la evaluación del error desde la segunda iteración. De encontrar un resultado satisfactorio, el indicador ξ , permite detener el proceso iterativo; en tanto se

almacenan las trayectorias finales de cada central.

4.1 Sistema de prueba

Los algoritmos han sido ensayados sobre dos sistemas eléctricos de potencia que combinan generación hidroeléctrica y termoeléctrica. El primero, mostrado en la Figura 8, consta de dos unidades de generación con límites en la central hidroeléctrica de cero y doscientos MW. Mientras que los límites para la central termoeléctrica son de doscientos y mil doscientos MW, respectivamente.

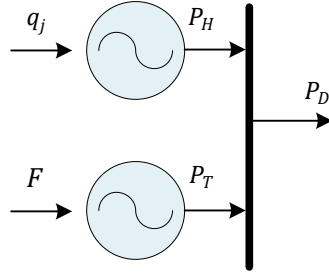


Figura 8. Sistema eléctrico con generación termoeléctrica e hidroeléctrica.

Por otra parte, la función de tasa de uso de recurso hídrico de la central hidroeléctrica responde a la expresión mostrada en (29), mientras la función de costos de la central termoeléctrica a la expresión (30).

$$q(P_H) = 260 + 10P_H; \quad \forall P_H > 0 \quad (29)$$

$$F(P_T) = 700 + 4.8P_T + \frac{(P_T)^2}{2000} \quad (30)$$

Finalmente, los parámetros vinculados al volumen de almacenamiento de recurso hídrico inicial y final se han fijado en diez mil acre-pies (AF), en tanto que los límites del volumen son seis mil y dieciocho mil AF. Adicionalmente, se usa una afluencia natural neta constante de mil AF/h.

El segundo sistema eléctrico por su parte, integra cuatro centrales de generación; una termoeléctrica y tres hidroeléctricas. En estas últimas, se ha considerado un esquema con generación hidroeléctrica acoplada hidráulicamente. La Figura 9 muestra el sistema eléctrico en cuestión.

Para la adaptación de este último sistema al modelo de optimización, se asume que todas las centrales de generación hidroeléctrica comparten las mismas características. Del mismo modo que la central termoeléctrica.

Cabe indicar que las especificaciones citadas pueden ser modificados durante el análisis para efectos de discusión de resultados.

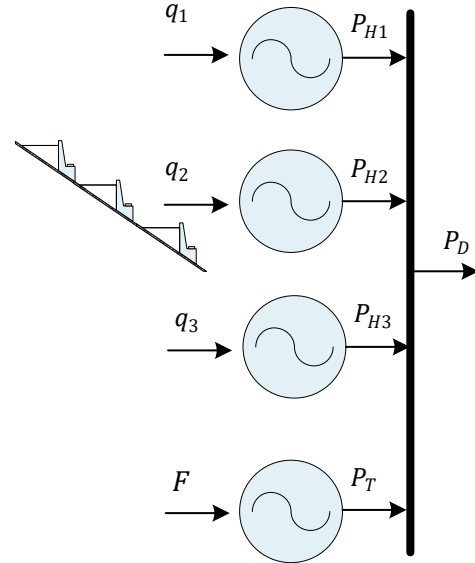


Figura 9. Sistema eléctrico de potencia con generación termoeléctrica y centrales hidroeléctricas acopladas.

4.2 Escenarios de demanda

Los valores de demanda empleados en el estudio han sido considerados de tal manera que se logre cubrir potencias con valores cercanos a los límites de generación. Así como también, diferente cantidad de períodos de optimización sobre un mismo horizonte de veinticuatro horas. Esto ha dado lugar a tres escenarios

de demanda los cuales se presentan a continuación.

En la Figura 10 se puede apreciar el primer escenario de demanda. En este, se han considerado seis valores de potencia, por lo que se establecen seis períodos de optimización. De esto modo, cada valor de potencia de carga adquiere una duración de cuatro horas a fin de alcanzar el horizonte de optimización planteado. Por otra parte, los valores máximos y mínimos de potencia se ubican dentro de los límites de generación.

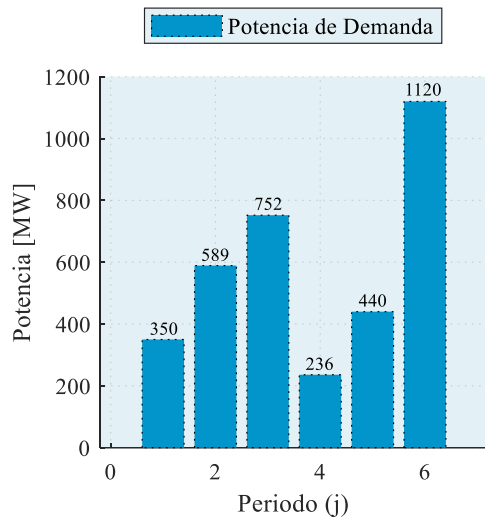


Figura 10. Primer escenario de demanda para un horizonte de 24 horas y 6 períodos de optimización.

La Figura 12 muestra el segundo escenario de demanda compuesto por doce valores de potencia de carga. Por lo para este caso, el despacho se efectúa cada dos horas. Se puede apreciar como la demanda máxima alcanza los mil ochocientos MW. En este sentido, es evidente advertir un potencial problema en torno a la falta de potencia de generación para suplir la demanda. Entonces, bajo dicho escenario, se opta por cambiar los límites de generación a fin de alcanzar el total del suministro de la demanda y verificar la factibilidad de cambios en las restricciones del problema.

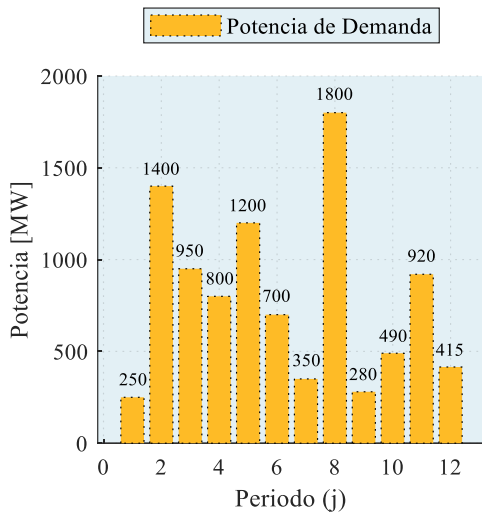


Figura 12 Segundo escenario de demanda para un horizonte de 24 horas y 12 períodos de optimización.

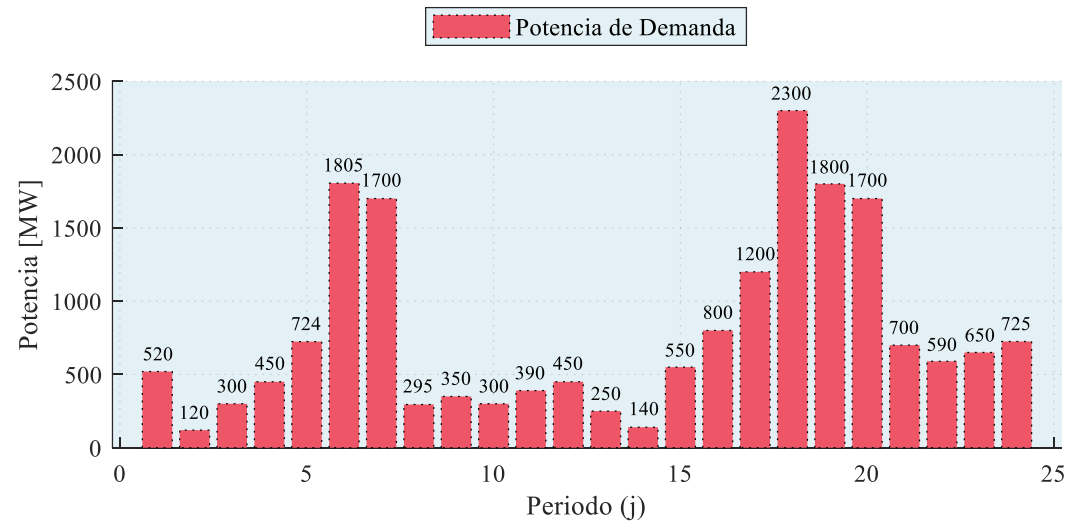


Figura 11. Tercer escenario de demanda para un horizonte de 24 horas y 24 períodos de optimización.

El tercer escenario de demanda (Figura 11), coliga veinticuatro valores demanda. Por lo que en este escenario el despacho se lleva a cabo de forma horaria. Este último escenario se aplica sobre el algoritmo propuesto para el despacho hidrotérmico de centrales hidroeléctricas acopladas. Esto, debido principalmente a que, de forma similar a lo sucedido en el segundo escenario; en principio, la potencia máxima instalada no es suficiente para el abastecimiento de la demanda máxima requerida por el sistema. Sin embargo, con el acople de varias centrales, es posible.

5 Análisis de resultados

Al aplicar el Algoritmo 1 sobre el primer sistema de prueba, las trayectorias y nodos encontrados responden a los mostrados en la Figura 13.

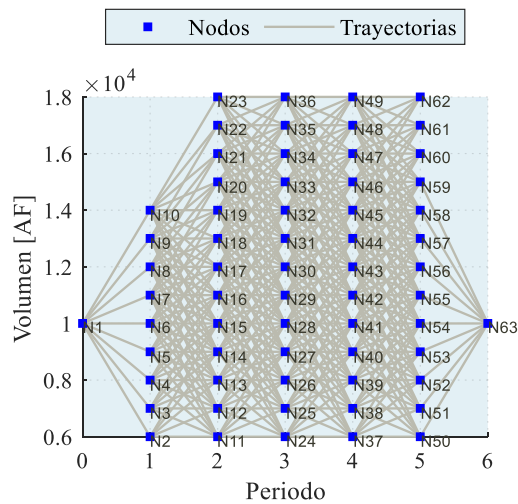


Figura 13. Trayectorias y nodos aplicados al primer sistema de prueba aplicando el Algoritmo 1.

La ilustración permite contextualizar la cantidad de trayectorias generadas por un problema de relativa poca cantidad de periodos y nodos. Concretamente, la gráfica contiene cuatrocientos nueve trayectorias y sesenta y tres nodos. De estas posibles decisiones, solamente deben ser seleccionadas seis.

La Figura 14 muestra el resultado para la gestión del volumen de reservorio de la central hidroeléctrica para el primer sistema eléctrico de potencia con la carga del primer escenario de demanda.

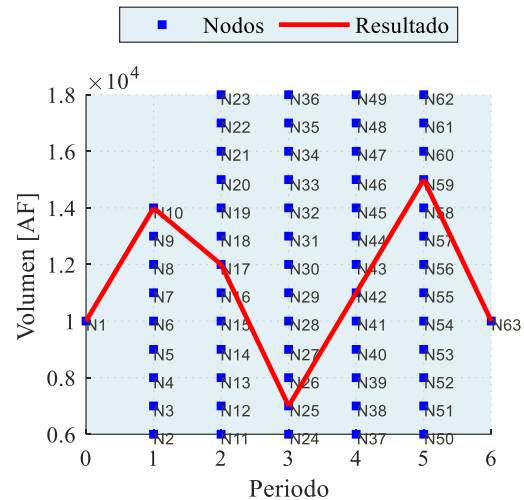


Figura 14. Gestión óptima del reservorio de la central hidroeléctrica para el primer escenario de demanda.

Bajo las anteriores condiciones de manejo de reservorios, los aportes de generación son los mostrados en la Figura 15. Como se aprecia, la sumatoria de los aportes de generación coinciden con la demanda de potencia del primer escenario en cada periodo. Este aspecto implica el cumplimiento de las restricciones del balance de potencia.

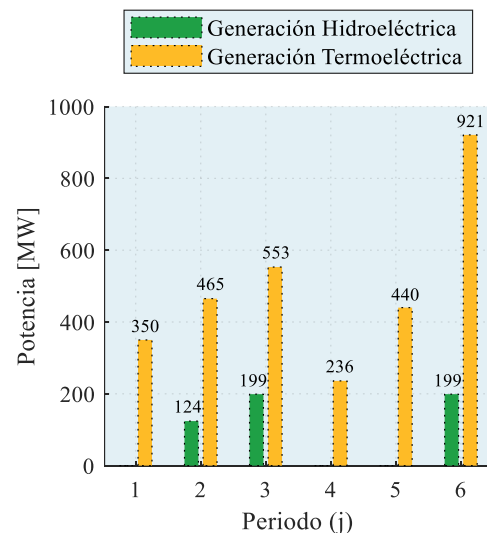


Figura 15. Aportes de generación del primer sistema de prueba bajo condiciones del primer escenario de demanda.

La Figura 16 presenta curvas del flujo de descarga y el flujo natural del sistema hidrotérmico. Como se aprecia, el flujo natural de la hidroeléctrica es constante, como se ha definido inicialmente al introducir el sistema de prueba. En tanto el flujo neto de descarga varía; pero sin infringir en el valor máximo. El cual es de dos mil doscientos sesenta AF/h; valor que se ha encuentra tras reemplazar la potencia máxima de generación hidroeléctrica en la función de flujo neto.

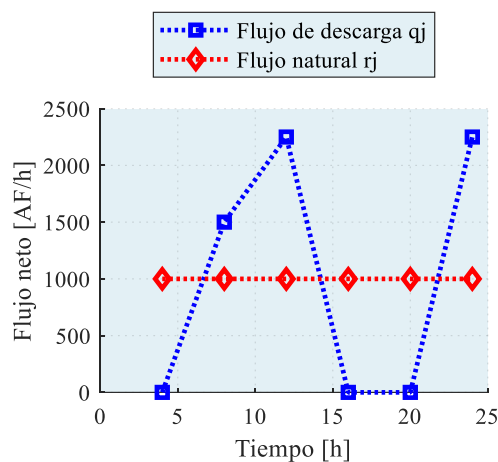


Figura 16. Flujo de descarga a través de la turbina y flujo neto natural.

El despacho de las centrales acopladas bajo el mismo escenario de demanda, y aplicado al segundo sistema eléctrico de prueba, permite obtener el siguiente esquema de variación de volumen.

La respuesta a la gestión de reservorios ha sido alcanzada tras cuatro iteraciones. Dicha solución se encuentra acotada entre los límites establecidos y, además, existe continuidad en la variación de volumen de cada central hidroeléctrica.

La potencia generada por cada unidad se muestra en la Figura 18. La sumatoria de los aportes de potencia de las cuatro centrales mostrados en la figura alcanzan a cubrir completamente la potencia de

demanda en cada período del escenario de demanda en cuestión. Además, se respetan los límites de generación.

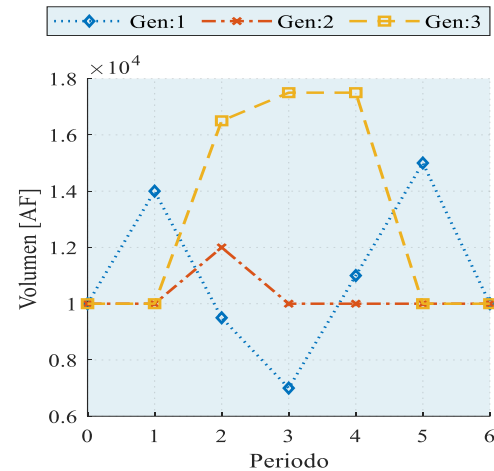


Figura 17. Gestión óptima de reservorios para el sistema con hidroeléctricas acopladas para el primer escenario de demanda.

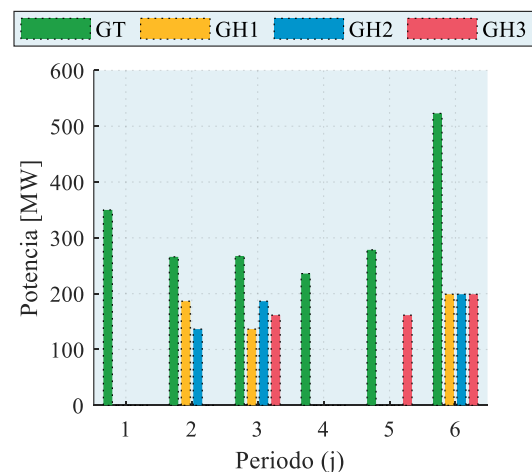


Figura 18. Aportes de generación del segundo sistema de prueba bajo condiciones del primer escenario de demanda.

La Figura 19 se muestran los flujos de descarga y flujos naturales netos en cada central hidroeléctrica. Como se puede observar en este caso, el flujo natural pasa de ser contante para todas las centrales a ser variable. Específicamente, el flujo de descarga de la primera hidroeléctrica, corresponde al flujo natural de la segunda central; mientras el flujo de descarga de la segunda central es el flujo natural de la

tercera central. Este hecho muestra que, efectivamente, se ha considerado la relación de dependencia entre centrales hidroeléctricas acopladas.

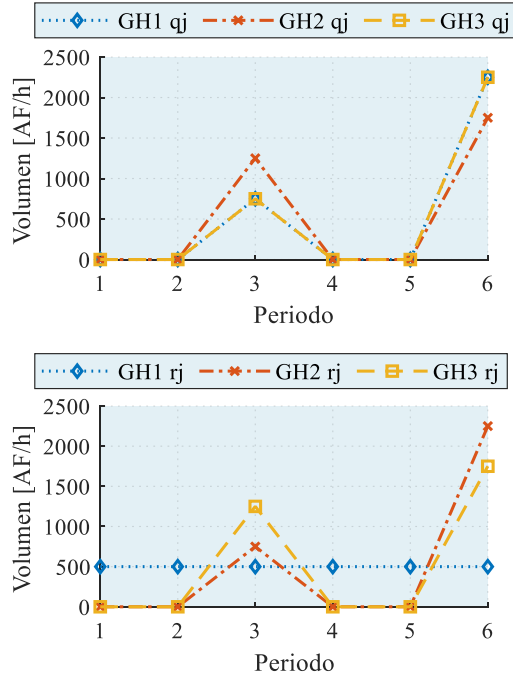


Figura 19. Flujo de descarga y flujo natural neto en cada central hidroeléctrica.

La Figura 20 muestra el resultado para la gestión del volumen de reservorio de la central hidroeléctrica bajo el segundo escenario de demanda propuesto.

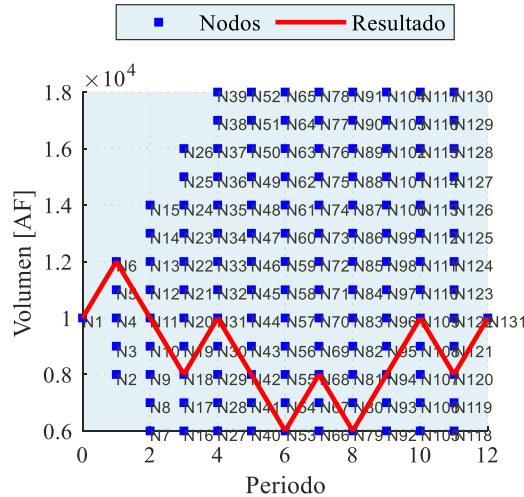


Figura 20. Gestión óptima del reservorio para el segundo escenario de demanda con incremento del máximo de generación termoelectrica.

Ahora bien, como se menciona anteriormente la potencia demandada excede, en principio, las condiciones de generación máximas del sistema; por dicha razón las mismas han sido modificadas a fin de alcanzar la máxima potencia demandada.

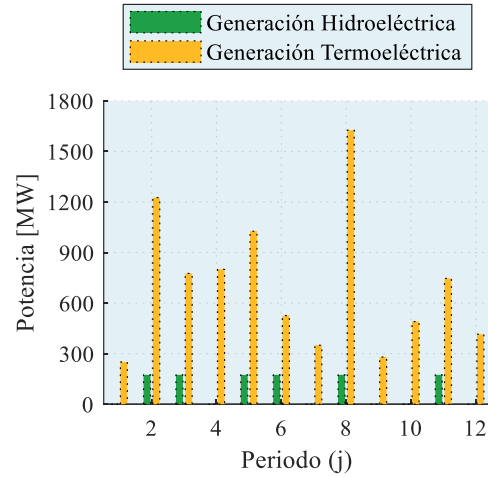


Figura 21. Aportes de generación del segundo sistema de prueba bajo condiciones del primer escenario de demanda con incremento del máximo de generación termoelectrica.

En este sentido, a la central termoelectrica se le ha asignado un máximo de generación de mil setecientos MW. Con estas condiciones, la potencia que ha de aportar cada central se puede apreciar en la Figura 21.

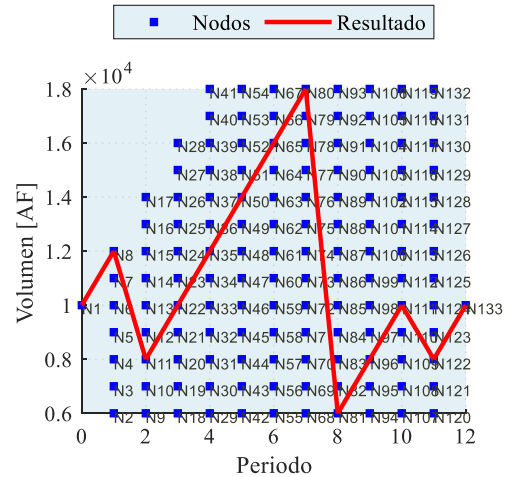


Figura 22. Gestión óptima del reservorio para el segundo escenario de demanda con incremento del máximo de generación hidroeléctrica.

Si, por el contrario, en lugar de elevar el máximo de generación termoeléctrica, se aumenta el máximo de la central hidroeléctrica a setecientos MW (lo suficiente para abastecer la demanda máxima de mil ochocientos MW). La gestión del reservorio necesaria para dicho escenario varía a la mostrada en la Figura 22. En cambio, el reparto de potencias entre centrales cambia según lo expuesto en la Figura 23.

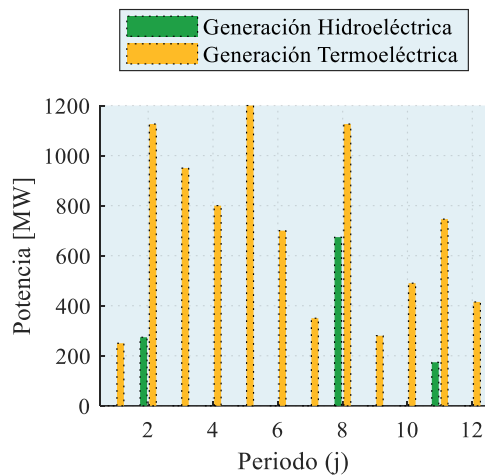


Figura 23. Aportes de generación del segundo sistema de prueba bajo condiciones del primer escenario de demanda con incremento del máximo de generación hidroeléctrica.

Como se puede apreciar, al restablecer el límite máximo de generación en la central termoeléctrica, el aporte máximo de esta regresa a mil doscientos MW. Por otra parte, la participación de la generación hidroeléctrica reduce considerablemente, principalmente, este hecho responde a la necesidad de almacenar el recurso hídrico para su uso en períodos de demanda elevada.

La Figura 24 muestra las trayectorias óptimas para la gestión de reservorios para el segundo sistema de prueba y tercer escenario de demanda. Debido a la falta de potencia para suplir los dos mil trescientos MW en período de demanda máxima, el máximo de potencia hidroeléctrica se ha incrementado en este

caso a cuatrocientos MW. Bajo estas condiciones de variación de volumen, el despacho económico responde a lo mostrado en la Figura 25.

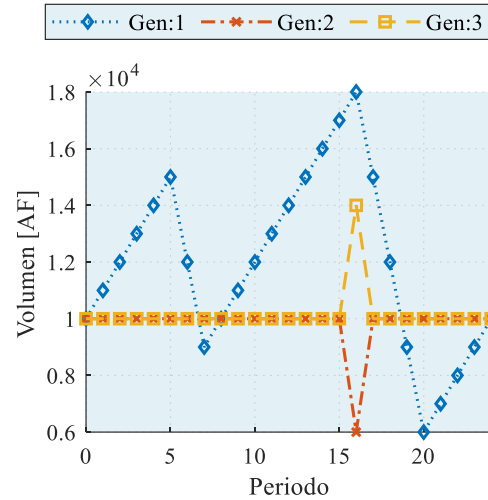


Figura 24. Gestión óptima de reservorios para el sistema con hidroeléctricas acopladas para el tercer escenario de demanda.

Todos los aportes de potencia se encuentran acotados en los límites de generación. Además, los resultados han sido obtenidos tras tres iteraciones.

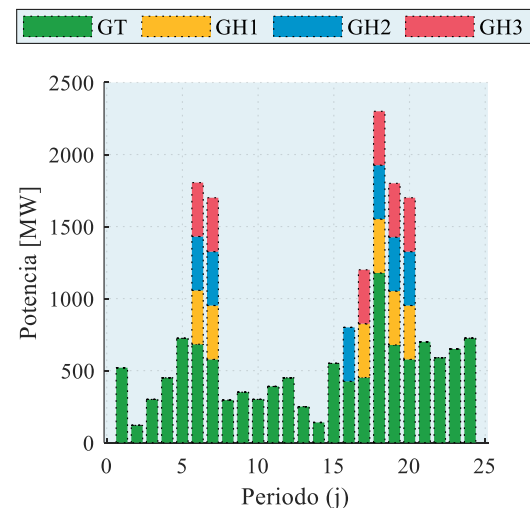


Figura 25. Aportes de generación del segundo sistema de prueba bajo condiciones del tercer escenario de demanda con incremento del máximo de generación hidroeléctrica.

6 Conclusiones

En el presente trabajo se han desarrollado algoritmos basados en el método de programación dinámica como estrategia de solución al problema de despacho económico de generación hidrotérmica. Por lo cual se ha considerado también la posibilidad de efectuar el despacho en sistemas de generación hidroeléctricos con acople hidráulico de n centrales hidroeléctricas. Para dichos efectos, los algoritmos presentados se han centrado en la búsqueda de acciones de gestión óptimas que, a partir de un manejo adecuado de reservorios en centrales hidroeléctricas, permitan abastecer la demanda en cada período de optimización garantizando a la vez un costo mínimo y el cumplimiento de las restricciones establecidas en torno a los sistemas de prueba.

Los resultados obtenidos aseguran una respuesta adecuada al aplicar el método de optimización al problema de despacho económico. Esto, en cuanto los valores encontrados como solución a los diferentes escenarios planteados se encuentran acotados dentro de las restricciones técnicas y operativas especificadas para cada caso.

El carácter combinatorio que adquiere el problema, usualmente, propicia un crecimiento importante de las posibles decisiones a considerarse para alcanzar su solución. Dicho aspecto, se puede traducir en una alta complejidad para alcanzar soluciones aceptables. En este contexto, el método de programación dinámica, por sus ventajas computacionales, ha permitido encontrar resultados acotados de forma ágil, aspecto evidenciado en el bajo número de iteraciones necesarias hasta encontrar soluciones óptimas.

6.1 Trabajos futuros

Los resultados del presente trabajo permiten formular a futuro investigaciones relacionadas a:

Formulación y resolución del problema de Unit Commitment mediante programación dinámica.

Despacho económico en sistemas con alto componente renovable basado en programación dinámica.

Despacho económico en tiempo real usando programación dinámica.

Despacho hidrotérmico usando heurísticas y metaheurísticas.

7 Referencias

- [1] Y.-M. Wei, H. Chen, C. K. Chyong, J.-N. Kang, H. Liao, and B.-J. Tang, "Economic dispatch savings in the coal-fired power sector: An empirical study of China," *Energy Econ.*, vol. 74, pp. 330–342, Aug. 2018.
- [2] S. Padrón Hernández, "Inteligencia artificial en la operación de redes eléctricas. Aplicación a sistemas aislados," Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, 2015.
- [3] J. A. Quiñónez-Osobampo, J. H. Tovar-Hernández, and G. Gutiérrez-Alcaraz, "Despacho unificado de energía y reservas en mercados de electricidad," *Ing. Investig. y Tecnol.*, vol. 10, no. 4, pp. 303–319, 2009.
- [4] H. Liangce, L. Zhigang, Z. Hao, W. Huijing, and L. Yane, "A Robust Economic Region Considering Load Uncertainty for Security and Economic Operation Optimization in Power Systems," *Energy Procedia*, vol. 100, pp. 325–335, Nov. 2016.
- [5] H. Xiaoyun, H. Andi, H. Hongyuan, O. Weinian, and Z. Yanting, "Economic operation

- platform for power grid company,” *2019 IEEE 4th Int. Conf. Cloud Comput. Big Data Anal. ICCCBDA 2019*, pp. 198–202, 2019.
- [6] M. Kheshti, L. Ding, S. Ma, and B. Zhao, “Double weighted particle swarm optimization to non-convex wind penetrated emission/economic dispatch and multiple fuel option systems,” *Renew. Energy*, vol. 125, pp. 1021–1037, Sep. 2018.
- [7] S. H. A. Kaboli and A. K. Alqallaf, “Solving non-convex economic load dispatch problem via artificial cooperative search algorithm,” *Expert Syst. Appl.*, vol. 128, pp. 14–27, Aug. 2019.
- [8] H. A. Cardona, M. A. Burgos, J. W. González, I. A. Isaac, and G. J. López, “Aplicación en MATLAB para la programación del despacho económico hidrotérmico,” *Rev. Investig. Apl.*, vol. 6, no. 2, pp. 42–53, 2012.
- [9] M. Hamdi, L. Idomghar, M. Chaoui, and A. Kachouri, “An improved adaptive differential evolution optimizer for non-convex Economic Dispatch Problems,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 85, p. 105868, 2019.
- [10] D. A. Dias Tamayo, A. Garcés Ruiz, and D. Gonzalez Ocampo, “Despacho económico en sistemas de potencia considerando estabilidad transitoria,” *Rev. Tecnura*, vol. 21, no. 51, pp. 27–41, Jan. 2017.
- [11] H. Nourianfar and H. Abdi, “Solving the multi-objective economic emission dispatch problems using Fast Non-Dominated Sorting TVAC-PSO combined with EMA,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 85, p. 105770, Dec. 2019.
- [12] J. Vargas, J. García, and F. Ortega, “Solución del despacho dinámico multi-objetivo de emisiones y costo de generación con puntos válvula mediante el ga de matlab,” *Jóvenes en la Cienc.*, vol. 3, no. 2, pp. 146–150, 2017.
- [13] C. Shao, Y. Ding, and J. Wang, “A low-carbon economic dispatch model incorporated with consumption-side emission penalty scheme,” *Appl. Energy*, vol. 238, no. June 2018, pp. 1084–1092, 2019.
- [14] W. Gil-González, O. D. Montoya, E. Holguín, A. Garces, and L. F. Grisales-Noreña, “Economic dispatch of energy storage systems in dc microgrids employing a semidefinite programming model,” *J. Energy Storage*, vol. 21, pp. 1–8, Feb. 2019.
- [15] M. Barroso and M. López, “Despacho económico utilizando programación lineal, con pasos controlados,” *Ing. Energética*, vol. 24, no. 2, pp. 71–76, Jan. 2003.
- [16] V. Bhattacharjee and I. Khan, “A non-linear convex cost model for economic dispatch in microgrids,” *Appl. Energy*, vol. 222, pp. 637–648, Jul. 2018.
- [17] V. Stanovov, S. Akhmedova, and E. Semenkin, “Application of Differential Evolution with Selective Pressure to Economic Dispatch Optimization Problems,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 52, no. 13, pp. 1566–1571, 2019.
- [18] M. A. Velasquez, J. Barreiro-Gomez, N. Quijano, A. I. Cadena, and M. Shahidehpour, “Distributed model predictive control for economic dispatch of power systems with high penetration of renewable energy resources,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol.

- 113, no. April, pp. 607–617, Dec. 2019.
- [19] F. Cicconet and K. C. Almeida, “Moment-SOS relaxation of the medium term hydrothermal dispatch problem,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 104, no. April 2018, pp. 124–133, 2019.
 - [20] A. Gjelsvik, B. Mo, and A. Haugstad, “Long- and Medium-term Operations Planning and Stochastic Modelling in Hydro-dominated Power Systems Based on Stochastic Dual Dynamic Programming,” in *Hanbook of power systems I, Energy systems*, no. 1, P. M. Pardalos, S. Rebennack, M. V. F. Pereira, and N. A. Iliadis, Eds. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2010, pp. 33–55.
 - [21] D. A. Tejada-Arango, S. Wogrin, A. S. Siddiqui, and E. Centeno, “Opportunity cost including short-term energy storage in hydrothermal dispatch models using a linked representative periods approach,” *Energy*, vol. 188, p. 116079, 2019.
 - [22] J. P. Catalão, S. J. Mariano, V. M. Mendes, and L. A. Ferreira, “Planificación de la operación de corto plazo de sistemas de energía termoeléctrica con restricciones ambientales,” *Inf. Tecnol.*, vol. 18, no. 1, pp. 79–86, 2007.
 - [23] D. Arango, R. Urrego, and S. Rivera, “Despacho económico en microredes con penetración de energía renovable usando algoritmo de punto interior y restricciones lineales,” *Ing. y Cienc.*, vol. 13, no. 25, pp. 123–152, 2017.
 - [24] G. Wu, “Economic dispatch of hydro power system based on Bacterial Foraging Optimization Algorithm,” in *2013 25th Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*, 2013, pp. 865–868.
 - [25] A. Wood, B. Wollenberg, and G. Sheble, *Power generation, operation, and control*, Third edit. New Jersey: John Wiley & Sons, 2014.
 - [26] A. Arce, T. Ohishi, and S. Soares, “Optimal dispatch of generating units of the Itaipu hydroelectric plant,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 1, pp. 154–158, 2002.
 - [27] N. R. Ortiz Pimiento and F. J. Diaz Serna, “Validación de soluciones obtenidas para el problema del despacho hidrotérmico de mínimo costo empleando la programación lineal binaria mixta,” *DYNA*, vol. 75, no. 156, pp. 43–54, 2008.
 - [28] A. Garcés Ruiz and O. Gómez Carmona, “Solución al problema del despacho hidrotérmico mediante simulación de Monte Carlo y punto interior,” *Rev. Fac. Ing.*, no. 45, pp. 132–147, 2008.
 - [29] S. R. Moreno and E. Kaviski, “Daily scheduling of small hydro power plants dispatch with modified particles swarm optimization,” *Pesqui. Operacional*, vol. 35, no. 1, pp. 25–37, 2015.
 - [30] P. K. Singhal and R. N. Sharma, “Dynamic programming approach for solving power generating unit commitment problem,” *2011 2nd Int. Conf. Comput. Commun. Technol. ICCCT-2011*, no. 5, pp. 298–303, 2011.
 - [31] J. Bedoya and M. Barrera Rebellón, “Programación dinámica estocástica aplicada al problema del despacho hidrotérmico,” *Sci. Tech.*, vol. 2, no. 28, pp. 53–58, 2005.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 2. Matriz de estado del arte

DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TERMOELÉCTRICA USANDO PROGRAMACIÓN DINÁMICA																																										
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA						ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN								SOLUCIÓN PROPUESTA																
	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	OPERACIÓN ECONÓMICA	MERCADOS ELÉCTRICOS	ESTABILIDAD	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	ENERGÍAS RENOVABLES	DESPACHO ECONÓMICO	DESPACHO TERMOELÉCTRICO	DESPACHO HIDROTÉRMICO	EMISIONES CONTAMINANTES	PREDICCIÓN DE DEMANDA	BALANCE DE POTENCIA	DISPONIBILIDAD	LÍMITES DE GENERACIÓN	LÍMITES DE TRANSMISIÓN	LÍMITES DE RAMPA	PÉRDIDAS DE RED	VOLUMEN	MÚLTIPLES OPCIONES DE COMBUSTIBLE	ALGORITMO EVOLUTIVO (EA)	OPTIMIZACIÓN DE FORRAJE O BACTERIANO (BFOA)	PROGRAMACIÓN DINÁMICA (DP)	REDES NEURONALES	OPTIMIZACIÓN ROBUSTA	ALGORITMO DEDICADO	PROGRAMACIÓN CUADRÁTICA (QP)	PROGRAMACIÓN LINEAL (LP)	OPTIMIZACIÓN DE ENJAMBRE DE PARTICULAS (PSO)	MÚLTIPLES OPCIONES DE LAGRANGE	ALGORITMOS GENÉTICOS (GA)	BÚSQUEDA COOPERATIVA ARTIFICIAL (ACS)	MÚLTIPLES OPCIONES DE LAGRANGE	FLUJOS DE POTENCIA	PROGRAMACIÓN DINÁMICA (DP)	PROGRAMACIÓN LINEAL / CUADRÁTICA (LP/QP)	REDES NEURONALES	METAHEURÍSTICAS	OPTIMIZACIÓN DISTRIBUIDA		
1	2018	Economic dispatch savings in the coal-fired power sector: An empirical study of China	15	✖	✖				✖	✖				✖	✖																										✖	
2	2015	Inteligencia artificial en la operación de redes eléctricas. Aplicación a sistemas aislados	1	✖					✖				✖	✖		✖										✖													✖			
3	2009	Despacho unificado de energía y reservas en mercados de electricidad	0	✖	✖				✖					✖		✖	✖																			✖						
4	2016	A Robust Economic Region Considering Load Uncertainty for Security and Economic Operation Optimization in Power Systems	2	✖								✖		✖		✖			✖	✖							✖														✖	
5	2019	Economic operation platform for power grid company	0	✖					✖											✖							✖									✖						
6	2018	Double weighted particle swarm optimization to non-convex wind penetrated emission/economic dispatch and multiple fuel option systems	27	✖				✖	✖	✖	✖	✖		✖		✖						✖									✖									✖		
7	2019	Solving non-convex economic load dispatch problem via artificial cooperative search algorithm	10	✖					✖	✖				✖		✖																		✖						✖		

DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TERMOELÉCTRICA USANDO PROGRAMACIÓN DINÁMICA

		DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN										SOLUCIÓN PROPUESTA														
ITEM		AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	OPERACIÓN ECONÓMICA	MERCADOS ELÉCTRICOS	ESTABILIDAD	SYSTEMAS DE ALMACENAMIENTO	ENERGÍAS RENOVABLES	DESPACHO ECONÓMICO	DESPACHO TERMOELÉCTRICO	DESPACHO HIDROTÉRMICO	EMISIONES CONTAMINANTES	PREDICCIÓN DE DEMANDA	BALANCE DE POTENCIA	DISPONIBILIDAD	LÍMITES DE GENERACIÓN	LÍMITES DE TRANSMISIÓN	LÍMITES DE RAMPA	PÉRDIDAS DE RED	VOLUMEN	MÚLTIPLES OPCIONES DE COMBUSTRIBLE	ALGORITMO EVOLUTIVO (EA)	OPTIMIZACIÓN DE FORRAJEO BACTERIANO (BFOA)	PROGRAMACIÓN DINÁMICA (DP)	REDES NEURONALES	OPTIMIZACIÓN ROBUSTA	ALGORITMO DEDICADO	PROGRAMACIÓN CUADRÁTICA (QP)	PROGRAMACIÓN LINEAL (LP)	OPTIMIZACIÓN DE ENJAMBRE DE PARTICULAS (PSO)	MULTIPLICADORES DE LAGRANGE	ALGORITMOS GENÉTICOS (GA)	BÚSQUEDA COOPERATIVA ARTIFICIAL (ACS)	MULTIPLICADORES DE LAGRANGE	FLUJOS DE POTENCIA	PROGRAMACIÓN DINÁMICA (DP)	PROGRAMACIÓN LINEAL/ CUADRÁTICA (LP/QP)	REDES NEURONALES	METAHEURÍSTICAS	OPTIMIZACIÓN DISTRIBUIDA		
8	2012		Aplicación en MATLAB para la programación del despacho económico hidrotérmico	2	✖					✖		✖			✖						✖											✖											
9	2019		An improved adaptive differential evolution optimizer for non-convex Economic Dispatch Problems	0	✖										✖		✖		✖				✖																✖	✖			
10	2017		Despacho económico en sistemas de potencia considerando estabilidad transitoria	2	✖		✖			✖	✖				✖		✖															✖								✖			
11	2019		Solving the multi-objective economic emission dispatch problems using Fast Non-Dominated Sorting TVAC-PSO combined with EMA	3	✖					✖	✖		✖		✖		✖		✖	✖												✖								✖			
12	2017		Solución del despacho dinámico multi-objetivo de emisiones y costo de generación con puntos válvula mediante el ga de matlab	0	✖					✖	✖		✖		✖		✖		✖															✖						✖			
13	2019		A low-carbon economic dispatch model incorporated with consumption-side emission penalty scheme	5	✖					✖	✖		✖		✖		✖		✖														✖				✖	✖					
14	2019		Economic dispatch of energy storage systems in dc microgrids employing a semidefinite programming model	25	✖			✖	✖	✖					✖		✖	✖									✖													✖	✖		
15	2003		Despacho económico utilizando programación lineal, con pasos controlados	0	✖					✖	✖		✖		✖		✖															✖								✖			

DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TERMOELÉCTRICA USANDO PROGRAMACIÓN DINÁMICA																																										
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA						ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN								SOLUCIÓN PROPUESTA																
	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	OPERACIÓN ECONÓMICA	MERCADOS ELÉCTRICOS	ESTABILIDAD	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	ENERGÍAS RENOVABLES	DESPACHO ECONÓMICO	DESPACHO TERMOELÉCTRICO	DESPACHO HIDROTÉRMICO	EMISIONES CONTAMINANTES	PREDICCIÓN DE DEMANDA	BALANCE DE POTENCIA	DISPONIBILIDAD	LÍMITES DE GENERACIÓN	LÍMITES DE TRANSMISIÓN	LÍMITES DE RAMPA	PÉRDIDAS DE RED	VOLUMEN	MÚLTIPLES OPCIONES DE COMBUSTIBLE	ALGORITMO EVOLUTIVO (EA)	OPTIMIZACIÓN DE FORRAJEO BACTERIANO (BFOA)	PROGRAMACIÓN DINÁMICA (DP)	REDES NEURONALES	OPTIMIZACIÓN ROBUSTA	ALGORITMO DEDICADO	PROGRAMACIÓN CUADRÁTICA (QP)	PROGRAMACIÓN LINEAL (LP)	OPTIMIZACIÓN DE ENJAMBRE DE PARTICULAS (PSO)	MÚLTIPPLICADORES DE LAGRANGE	ALGORITMOS GENÉTICOS (GA)	BÚSQUEDA COOPERATIVA ARTIFICIAL (ACS)	MÚLTIPPLICADORES DE LAGRANGE	FLUJOS DE POTENCIA	PROGRAMACIÓN DINÁMICA (DP)	PROGRAMACIÓN LINEAL / CUADRÁTICA (LP/QP)	REDES NEURONALES	METAHEURÍSTICAS	OPTIMIZACIÓN DISTRIBUIDA		
16	2018	A non-linear convex cost model for economic dispatch in microgrids	27	✖			✖	✖	✖	✖				✖		✖													✖												✖	
17	2019	Application of Differential Evolution with Selective Pressure to Economic Dispatch Optimization Problems	0	✖					✖					✖		✖		✖		✖			✖																✖			
18	2019	Distributed model predictive control for economic dispatch of power systems with high penetration of renewable energy resources	3	✖				✖	✖	✖				✖				✖													✖				✖				✖	✖		
19	2019	Moment-SOS relaxation of the medium term hydrothermal dispatch problem	1	✖		✖	✖		✖		✖			✖		✖	✖	✖		✖	✖								✖										✖			
20	2010	Long- and Medium-term Operations Planning and Stochastic Modelling in Hydro-dominated Power Systems Based on Stochastic Dual Dynamic Programming	11	✖					✖					✖		✖	✖	✖				✖																	✖			
21	2019	Opportunity cost including short-term energy storage in hydrothermal dispatch models using a linked representative periods approach	0	✖	✖		✖	✖	✖		✖			✖	✖	✖	✖	✖	✖							✖																
22	2007	Planificación de la operación de corto plazo de sistemas de energía termoeléctrica con restricciones ambientales	1	✖					✖	✖		✖		✖		✖										✖																

DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TERMOELÉCTRICA USANDO PROGRAMACIÓN DINÁMICA

	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN								SOLUCIÓN PROPUESTA																				
ITEM	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	OPERACIÓN ECONÓMICA	MERCADOS ELÉCTRICOS	ESTABILIDAD	SYSTEMAS DE ALMACENAMIENTO	ENERGÍAS RENOVABLES	DESPACHO ECONÓMICO	DESPACHO TERMOELÉCTRICO	DESPACHO HIDROTÉRMICO	EMISIONES CONTAMINANTES	PREDICCIÓN DE DEMANDA	BALANCE DE POTENCIA	DISPONIBILIDAD	LÍMITES DE GENERACIÓN	LÍMITES DE TRANSMISIÓN	LÍMITES DE RAMPA	PÉRDIDAS DE RED	VOLUMEN	MÚLTIPLES OPCIONES DE COMBUSTRIBLE	ALGORITMO EVOLUTIVO (EA)	OPTIMIZACIÓN DE FORRAJEO BACTERIANO (BFOA)	PROGRAMACIÓN DINÁMICA (DP)	REDES NEURONALES	OPTIMIZACIÓN ROBUSTA	ALGORITMO DEDICADO	PROGRAMACIÓN CUADRÁTICA (QP)	PROGRAMACIÓN LINEAL (LP)	OPTIMIZACIÓN DE ENJAMBRE DE PARTICULAS (PSO)	MÚLTIPPLICADORES DE LAGRANGE	ALGORITMOS GENÉTICOS (GA)	BÚSQUEDA COOPERATIVA ARTIFICIAL (ACS)	MÚLTIPPLICADORES DE LAGRANGE	FLUJOS DE POTENCIA	PROGRAMACIÓN DINÁMICA (DP)	PROGRAMACIÓN LINEAL / CUADRÁTICA (LP/QP)	REDES NEURONALES	METAHEURÍSTICAS	OPTIMIZACIÓN DISTRIBUIDA				
23	2017	Despacho económico en microrredes con penetración de energía renovable usando algoritmo de punto interior y restricciones lineales	2	✖			✖	✖	✖					✖		✖	✖		✖										✖							✖								
24	2013	Economic dispatch of hydro power system based on Bacterial Foraging Optimization Algorithm	1	✖					✖						✖		✖				✖			✖															✖					
25	2014	Power generation, operation, and control	10468	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖	✖			✖		✖	✖	✖	✖	✖				✖					✖		✖				✖		✖	✖					
26	2002	Optimal dispatch of generating units of the Itaipu hydroelectric plant	230	✖					✖						✖		✖	✖		✖	✖				✖													✖						
27	2008	Validación de soluciones obtenidas para el problema del despacho hidrotérmico de mínimo costo empleando la programación lineal binaria mixta	2	✖	✖				✖		✖				✖		✖	✖			✖										✖								✖					
28	2008	Solución al problema del despacho hidrotérmico mediante simulación de Monte Carlo y punto interior	6	✖		✖			✖		✖		✖				✖				✖										✖									✖				
29	2015	Daily scheduling of small hydro power plants dispatch with modified particles swarm optimization	2	✖					✖						✖		✖				✖											✖								✖				
30	2011	Dynamic programming approach for solving power generating unit commitment problem	56	✖					✖						✖		✖								✖														✖					
31	2005	Programación dinámica estocástica aplicada al problema del despacho hidrotérmico	10	✖	✖				✖		✖				✖						✖				✖														✖					

DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y TERMOELÉCTRICA USANDO PROGRAMACIÓN DINÁMICA																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
ITEM	AÑO DE PUBLICACIÓN			TÍTULO DEL ARTÍCULO			CITAS	DATOS				TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN								SOLUCIÓN PROPUESTA																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											</

7.2 Resumen de Indicadores

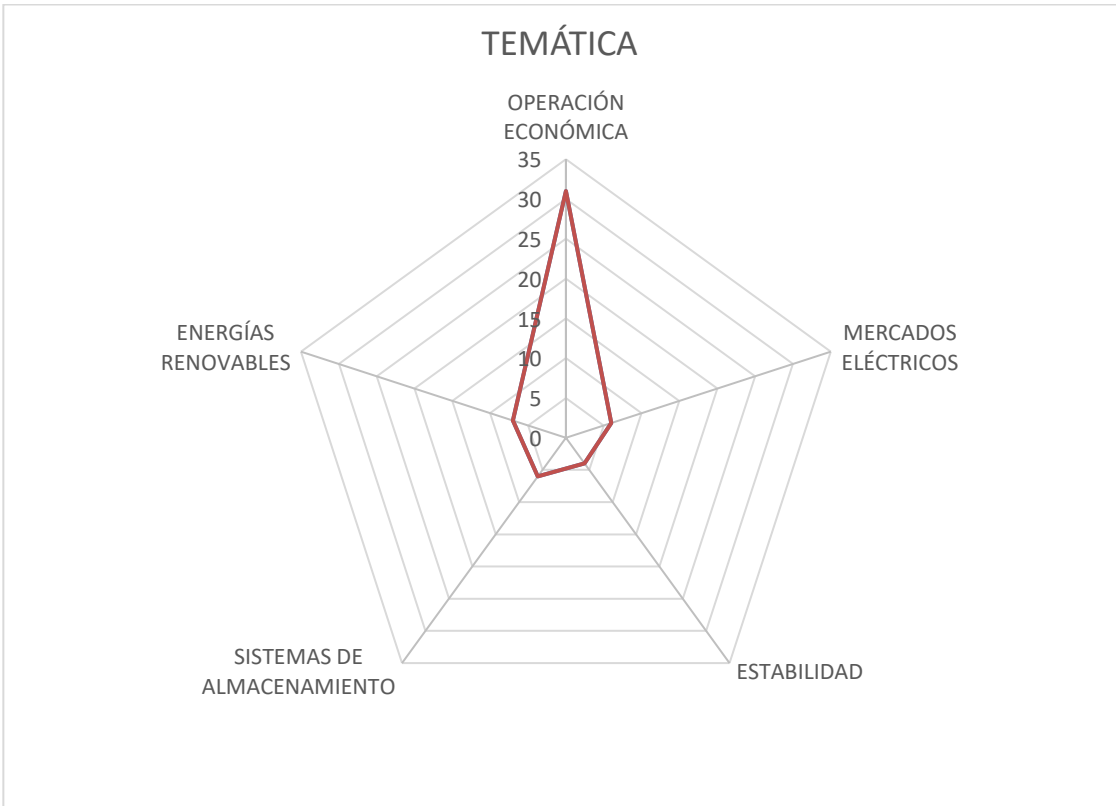


Figura 26. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

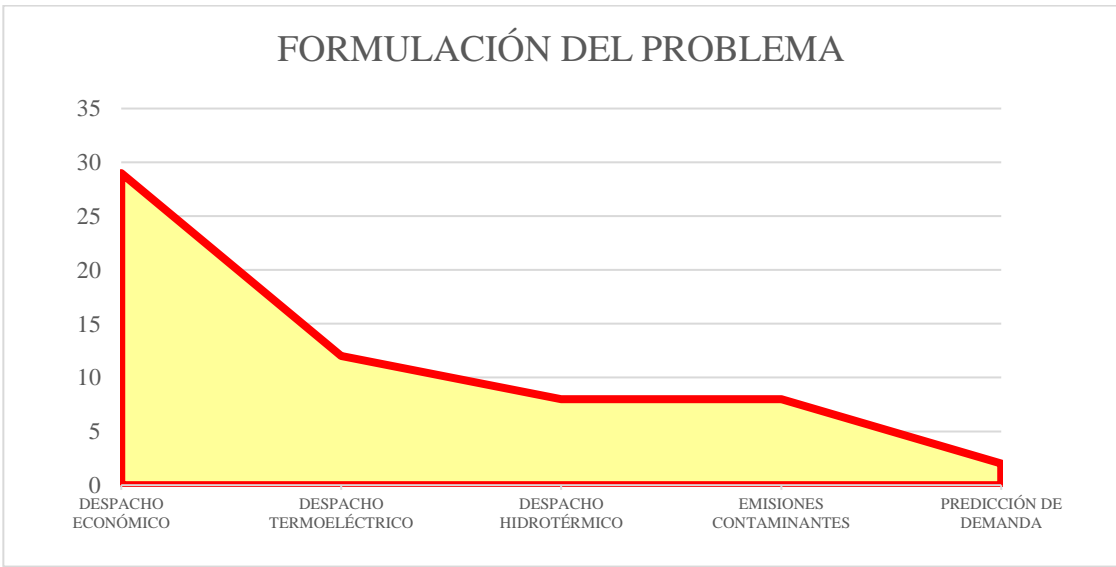


Figura 27. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

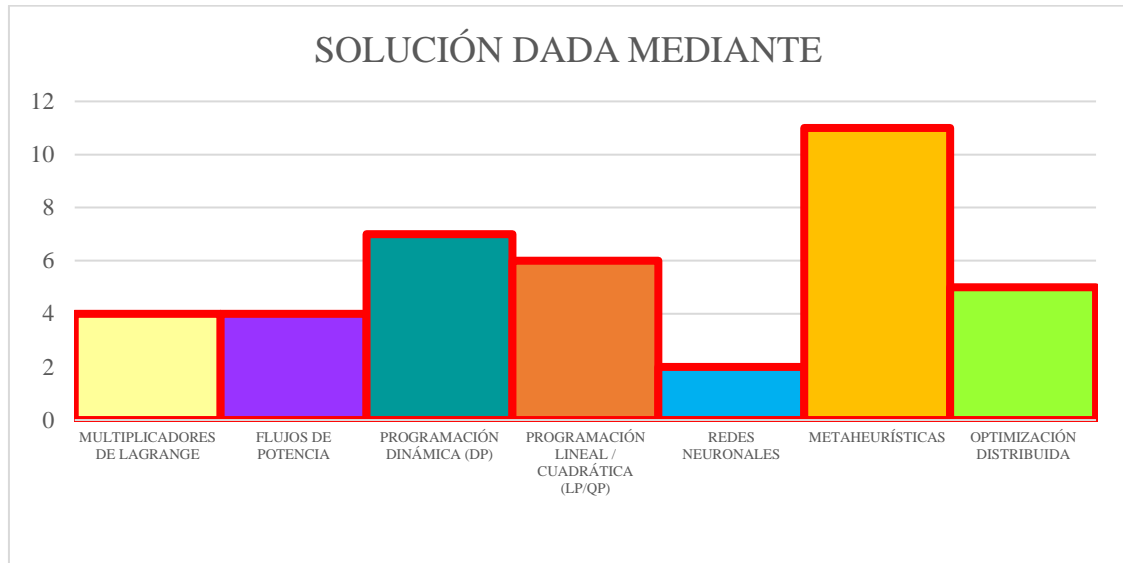


Figura 28. Indicador de solución - Estado del arte